



TAMPEREEN TEKNILLINEN YLIOPISTO  
TAMPERE UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

**MARJA MERILUOTO**  
**TUULIVOIMAPUISTON KANNATTAVUUS INFRASTRUKTUURIN**  
**NÄKÖKULMASTA**

Diplomityö

Tarkastaja: professori Sami Repo  
Tarkastaja ja aihe hyväksytty  
Tieto- ja sähkötekniikan tiedekunta-  
neuvoston kokouksessa 4. joulukuu-  
ta 2013

## TIIVISTELMÄ

TAMPEREEN TEKNILLINEN YLIOPISTO

Sähkötekniikan koulutusohjelma

**MERILUOTO, MARJA:** Tuulivoimapuiston kannattavuus infrastruktuurin näkökulmasta

Diplomityö, 80 sivua, 15 liitesivua

Elokuu 2014

Pääaine: Vaihtoehtoiset sähköenergiateknologiat

Tarkastaja: professori Sami Repo

Avainsanat: Tuulivoimapuisto, kannattavuus, sähköverkkoliityntä, tuulivoimapuiston sisäinen sähköverkko, voimaloiden perustukset, tiestö

Tuulivoimapuiston toiminnan tuotot ja menot ovat sijaintipaikkariippuvaisia. Toiminnan tuotot riippuvat tuulisuudesta ja vaihtelevat eri sijaintipaikoilla kuten myös infrastruktuurin kustannukset, jotka ovat sijaintipaikkariippuvaisia ja hankekohtaisia. Tuulivoimapuiston kannattavuus infrastruktuurin näkökulmasta kulminoituu sijaintipaikkakysymyksen; mistä löytää tuulivoimatuotannolle tuulisuudeltaan hyvin sopiva alue, jolle infrastruktuurin rakentamisen kustannukset ovat maltilliset eivätkä vaaranna tuulivoimapuiston kannattavuutta.

Tässä työssä tutkitaan, mistä tekijöistä maatuulivoimapuiston infrastruktuurin kustannukset muodostuvat ja miten infrastruktuurin kustannukset riippuvat tuulivoimapuiston sijaintipaikasta. Tuulivoimapuiston kannattavuutta tarkastellaan kolmen tuulisuudeltaan ja infrastruktuurikustannuksiltaan erilaisen esimerkkitapauksen avulla. Esimerkkitapauksina käytettävät tuulivoimapuistot ovat syöttötariffin piirissä ja koostuvat 3 MW:n tuuliturbiineista. Tuulivoimapuistojen hankealueet on valittu Suomen Tuuliatlaksen tuulisuustietojen perusteella ja tarkastelussa tuulivoimapuistojen sähköverkkoliityntä tehdään Fingridin omistamaan 110 kV:n sähköverkkoon. Aluksi kannattavuustarkastelut tehdään 24 MW:n tuulivoimapuistolle. Tämän jälkeen tuulivoimapuistoja laajennetaan ja tarkastellaan, miten tuulivoimapuistojen kannattavuus muuttuu tuulivoimapuistojen kokonaistehon kasvaessa.

Esimerkkitarkastelujen perusteella havaittiin, että infrastruktuurin näkökulmasta suurin merkitys kannattavuudelle on sähköverkkoliitynnän kustannuksilla. Perustusten, teidenrakentamisen ja sisäisen sähköverkon osalta on mahdollista saada pientä säästöä, mutta näiden tekijöiden merkitys tuulivoimapuiston kannattavuudelle on vähäisempi. Tarkasteltaessa kokonaistehon vaikutusta puiston kannattavuuteen havaittiin puistojen hyötyvän skaalaedusta. Tarkastelussa esimerkkipuisto, joka oli kustannusrakenteeltaan lähimpänä kirjallisuudessa esitettyä keskivertotapausta, oli kannattava kokonaistehon ollessa 33 MW tai tätä suurempi. Kahdesta muusta tarkastellusta tapauksessa toisen hankealueen tuulisuus oli hyvin alhainen ja toisen kulurakenne korkea eikä skaalaetu ollut riittävä saamaan näitä puistoja kannattavaksi.

## ABSTRACT

TAMPERE UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

Master's Degree Programme in Electrical Engineering

**MERILUOTO, MARJA:** Wind farm profitability from infrastructure point of view

Master of Science Thesis, 80 pages, 15 Appendix pages

August 2014

Major: Alternative electrical energy technologies

Examiner: Professor Sami Repo

Keywords: Wind farm, profitability, grid connections, medium voltage network, foundations, roads

Wind farm operating income and expenses are dependent on location. Operating revenue will depend on wind conditions and therefore vary in different locations as well as the infrastructure costs that are dependent on the location and project. The wind farm profitability from the infrastructure point of view culminates in the question of the location; where to find suitable area for the wind power production with good wind conditions and in which the construction costs of the infrastructure are moderate and do not jeopardize the profitability of the wind farm.

This thesis examines which factors the costs of the onshore wind farm infrastructure are formed and how the infrastructure costs depend on the wind farm location. The wind farm's profitability is studied in three different example cases which are located in different part of Finland and have different wind conditions and infrastructure costs. The wind farms used in the example cases in this thesis are within the Finnish feed-in tariff system and consist of 3 MW wind turbines. The wind farm locations are selected from the Finnish Wind Atlas based on the wind conditions and in the review phase the grid integration of the wind farms will be done to the 110 kV transmission lines owned by Fingrid. At first the profitability calculations are made to a 24 MW wind farm. After that the wind farms will be expanded and studied how the profitability of the wind farms will change when the overall capacity increases.

According to the example cases this study indicates that from the infrastructure point of view the grid connection costs are the most important factor in the profitability of the wind farm. It is possible to have a small savings in the foundations, road construction and internal electrical grid connection, but the contribution to the profitability of a wind farm is smaller. Looking at the impact of the total capacity on the profitability of the wind farm, the farms were found to benefit from increasing the size. One example case with a cost structure closest to the average case in literature was profitable, when the overall capacity was 33 MW or more. In the other two cases the average wind speed was very low or the cost structure was high. Therefore the scale benefit was deficient to make these wind parks profitable.

## ALKUSANAT

Tämä diplomityö on tehty Tampereen teknillisen yliopiston sähkötekniikan laitokselle. Työn aihe syntyi omien mielenkiinnonkohteiden perusteella ja yhteisissä keskusteluissa työn ohjaajan kanssa. Haluan kiittää vanhempiani heiltä saamistani tuesta ja hyvistä neuvoista koko opiskelijaurani ja erityisesti diplomityön tekemisen aikana. Kiitokset Annelle ja Timolle vuosien varrella käymistämme pitkistä keskusteluista, jotka opettivat minulle paljon. Kiitoksen ansaitsevat myös monet opintojeni varrella tutuiksi tulleet ihmiset, jotka jaksoivat kannustaa eteenpäin, kun sitä eniten tarvitsin. Suurimmat kiitokset haluan kuitenkin osoittaa Matille, joka auttoi enemmän kuin tietääkään.

*"Elämä ei koostu niistä päivistä, jotka ovat menneet,  
vaan niistä, jotka jäivät muistiin."*

*– Pjotr Pavlenko –*

Tampereella 17.6.2014

Marja Meriluoto

# SISÄLLYS

1	Johdanto .....	1
2	Tuulivoimapuisto .....	2
2.1	Tuulivoimatuotannon perusteet.....	2
2.1.1	Tuuli ja tuulen teho .....	2
2.1.2	Energiantuotanto .....	3
2.1.3	Tuuliolosuhteet Suomessa .....	3
2.1.4	Suomen Tuuliatlas .....	5
2.2	Tuulivoiman sijoittaminen Suomessa .....	5
2.2.1	Sijoittumista ohjaavat tekijät .....	6
2.2.2	Sijoituspaikkojen keskinäinen eriarvoisuus.....	7
2.2.3	Tuulivoimatuotannolle sopivat alueet Suomessa.....	7
2.2.4	Tuulivoimapuistot Suomessa.....	8
2.3	Tuulivoimapuiston hankekehitys .....	10
2.3.1	Tuulivoimahankkeen eteneminen .....	10
2.3.2	Tuulivoimapuiston teknistaloudellinen tarkastelu .....	11
2.3.3	Tuulivoimapuiston suunnittelu .....	11
3	Tuulivoimahankkeen talous .....	13
3.1	Tuulivoiman tuotot.....	14
3.1.1	Sähkön myynti .....	14
3.1.1	Syöttötariffi .....	14
3.2	Tuulivoiman kustannukset .....	15
3.2.1	Tuulivoiman tuotantokustannus.....	15
3.2.2	Investointikustannukset .....	16
3.2.3	Käyttö- ja kunnossapitokustannukset .....	17
3.2.4	Rahoituskustannukset .....	18
3.2.5	Tuulivoimatuotannon kustannusrakenne .....	18
3.3	Investointilaskenta .....	19
3.3.1	Laskennassa käytettävät lähtöarvot .....	19
3.3.2	Nykyarvomenetelmä.....	21
3.3.3	Kannattavuusanalyysi .....	22
4	Tuulivoimapuiston infrastruktuuri .....	23
4.1	Tuulivoimapuiston sähköverkkoliityntä .....	23
4.1.1	Sähköverkkoliitynnän periaate .....	25
4.1.2	Liityntätapa sähköverkkoon.....	26
4.1.3	Voimajohdot .....	26
4.1.4	Sähköverkkoliitynnän suunnittelu .....	27
4.2	Tuulivoimapuiston sisäinen sähköverkko .....	28
4.2.1	Sisäisen sähköverkon suunnittelu .....	28
4.2.2	Sisäinen keskijänniteverkko .....	29
4.2.3	Sähköasema .....	31

4.3	Tuulivoimapuiston tiet .....	32
4.3.1	Tuulivoimapuiston teiden suunnittelu .....	33
4.3.2	Puistoalueen sisäinen tieverkko .....	33
4.3.3	Puistoalueen liittäminen Suomen tieverkkoon .....	33
4.4	Perustukset .....	34
4.4.1	Perustusten mitoituskriteerit .....	34
4.4.2	Perustustavat .....	35
5	Tuulivoimapuiston kannattavuus .....	37
5.1	Kannattavuuteen vaikuttavat tekijät .....	37
5.1.1	Tuuliolosuhteet .....	37
5.1.2	Syöttötariffi .....	38
5.1.3	Investointikustannukset .....	39
5.2	Infrastruktuurin kustannukset .....	39
5.2.1	Sähköverkkoliittynnän kustannukset .....	40
5.2.2	Verkon vahvistamisen kustannukset .....	41
5.2.3	Tuulivoimapuiston sähköaseman kustannukset .....	42
5.2.4	Sisäisen keskijänniteverkon kustannukset .....	43
5.2.5	Sähköverkon häviökustannukset .....	43
5.2.6	Tiestön kustannukset .....	46
5.2.7	Perustusten kustannukset .....	46
6	24 MW:n tuulivoimapuistojen kannattavuustarkastelut .....	47
6.1	Tarkasteltavat hankealueet .....	47
6.1.1	Tuulivoimapuistojen tulot .....	48
6.1.2	Hankealueiden infrastruktuuriin liittyvät muuttujat .....	48
6.2	Sähköverkon kustannukset .....	49
6.2.1	Sähköverkkoliittyntä .....	50
6.2.2	20/110 kV:n sähköasema .....	52
6.2.3	20 kV:n kaapeliverkko .....	52
6.3	Hankealueiden kannattavuus .....	54
6.3.1	Investointi- ja häviökustannukset .....	54
6.3.2	Nettonykyarvo .....	57
6.3.3	Herkkyysanalyysi .....	58
7	Laajennettujen tuulivoimapuistojen kannattavuustarkastelut .....	60
7.1	Tuulivoimapuistojen sähköverkkoliittyntä .....	61
7.1.1	Kytkinasemaliittyntä .....	61
7.1.2	Sähköverkkoliittynnän tekniset vaatimukset .....	63
7.2	Sähköverkkoliittynnän toteutusvaihtoehdot .....	64
7.2.1	Sähköverkkoliittynnän tekninen toteutettavuus .....	64
7.2.2	110 kV:n avojohtojen investointi- ja häviökustannukset .....	66
7.3	Esimerkkikohteiden kannattavuustarkastelut .....	67
7.3.1	Hankealue 1 .....	67
7.3.2	Hankealue 2 .....	68

7.3.3 Hankealue 3 .....	69
8 Johtopäätökset ja yhteenveto.....	70
Lähteet.....	72
Liite 1 .....	81
Liite 2 .....	84
Liite 3 .....	86
Liite 4 .....	88
Liite 5 .....	95

## TERMIT JA NIIDEN MÄÄRITELMÄT

$A$	Pinta-ala
$\cos \varphi$	Tehokerroin
$D$	Vieraan pääoman määrä
$d_n$	Diskonttaustekijä
$E$	Oman pääoman määrä
$f$	Tuulennopeuden tiheysfunktio
$H_h$	Häviöiden hinta
$I$	Virta
$I_0$	Alkuinvestointi
$I_N$	Investoinnin jäännösarvo
$i$	Laskentakorkokanta
$K_{h,j}$	Johdossa syntyvät pätötehohäviökustannukset
$K_{h,m}$	Muuntajahäviöiden kustannukset
$K_{häv}$	Häviökustannus
$K_{inv}$	Investointikustannus
$K_{kesk}$	Keskeytyskustannus
$K_{kun}$	Kunnossapitokustannus
$k$	Häviökustannusten kapitalisointikerroin
$N$	Investoinnin pitoaika
$n$	Vuosi
$P$	Teho
$P_{h0}$	Muuntajan tyhjäkäyntihäviöt
$P_{hk}$	Muuntajan kuormitushäviöt
$P_{h,j}$	Johdolla syntyvät pätötehohäviöt
$P_{kn}$	Muuntajan nimelliskuormitushäviöt
$P_{max}$	Maksimiteho
$P_t$	Tuuliturbiinin tehokäyrä
$P_{0n}$	Muuntajan nimellistyhjäkäyntihäviöt
$\rho$	Ilman tiheys
$R_j$	Johdon impedanssi
$r_{Asset}$	Diskonttauskorko
$r_{Debt}$	Vieraan pääoman tuotto prosentti
$r_{Equity}$	Oman pääoman tuottovaatimus
$S$	Muuntajan teho
$S_n$	Muuntajan nimellisteho
$T$	Ajanjakso
$t$	Aika
$t_h$	Häviöiden huipunkäyttöaika
$U$	Napajännite
$U_N$	Nimellisjännite



v

Tuulennopeus

EMV	Energiamarkkinavirasto, nykyinen Energiavirasto
Fingrid	Yritys, joka vastaa kantaverkon toimivuudesta
IBA	Important Bird Areas
IEC	International Electrotechnical Commission
NCF	Net Cash Flow
Nord Pool	Pohjoismainen sähköpörssi
NPV	Net Present Value
OTC	Over the Counter
RMU	Ring Main Unit
TEM	Työ- ja elinkeinoministeriö
VJV 2013	Voimaloiden järjestelmätekniset vaatimukset
VTT	Teknologian tutkimuskeskus VTT
YLE2013	Fingridin yleiset liittymisehdot
WACC	Weighted Average Cost of Capital
WAsP	The Wind Atlas Analysis and Application Program
WFDT	Wind Farm Design Tool
YVA	Ympäristövaikutusten arviointimenettely

# 1 JOHDANTO

Energian tuottaminen tuulivoimalla on liiketoimintaa, joka tarvitsee pääomia ja jonka tulee olla kannattavaa. Tuulivoimapuiston toiminnan tuotot ja menot ovat sijaintipaikkariippuvaisia. Toiminnan tuotot riippuvat tuulisuudesta ja näin ollen vaihtelevat eri sijaintipaikoilla. Myös infrastruktuurin kustannukset ovat sijaintipaikkariippuvaisia ja hankekohtaisia. Lisäksi tuulivoiman sijoittamiskysymyksiin liittyvät paikallinen hyväksyttävyys ja lupakysymykset, joiden takia alueelle ei välttämättä päästä, vaikka tuulivoimapuisto olisi teknistaloudellisesti toteutettavissa.

Sähköntuotannon määrän maksimointi on tuulivoimainvestoinnin kriittinen menestystekijä. Muut mahdollisuudet tuulivoimahankkeen kannattavuuden parantamiseksi liittyvät tulojen maksimoinnin sijaan kustannusten minimointiin. Tuulivoimapuiston kannattavuus infrastruktuurin näkökulmasta kulminoituu sijaintipaikkakysymyksen; mistä löytää tuulivoimatuotannolle tuulisuudeltaan hyvin sopiva alue, jolle infrastruktuurin rakentamisen kustannukset ovat maltilliset eivätkä vaaranna tuulivoimapuiston kannattavuutta.

Tuulivoimatuotannon kannalta parhaat paikat rakennetaan lähivuosina. Tämän jälkeen tulevat puistot tullaan rakentamaan huonommille sijaintipaikoille, joiden tuuliolosuhteet ovat nykyisiä puistoja alhaisemmat ja/tai joiden kustannukset ovat nykyistä korkeammat ja olemassa oleva infrastruktuuri kauempana. Tämä asettaa haasteen tuulivoimapuistojen kannattavuudelle.

Tässä diplomityössä maatuulivoimapuiston kannattavuutta tarkastellaan infrastruktuurin näkökulmasta. Työssä selvitetään, mistä tekijöistä infrastruktuurin kustannukset muodostuvat ja mitkä asiat niihin vaikuttavat. Tämä diplomityö koostuu kirjallisuusosuudesta ja tutkimusosiosta. Kirjallisuusosuuden luvussa kaksi käsitellään tuulivoimatuotannon perusteita, luvussa kolme tuulivoimahankkeen taloutta, luvussa neljä tuulivoimapuiston infrastruktuuria ja luvussa viisi tuulivoimapuiston kannattavuutta. Työn varsinaisessa tutkimusosuudessa luvuissa kuusi ja seitsemän tuulivoimapuiston kannattavuutta tarkastellaan kolmen tuulisuudeltaan ja infrastruktuurikustannuksiltaan erilaisen esimerkkitapauksen avulla. Luvussa kuusi hankealueille sijoitetaan 24 MW:n tuulivoimapuisto, jonka kannattavuutta tarkastellaan. Luvussa seitsemän tarkastellaan tuulivoimapuiston kokonaistehon kasvun vaikutusta kannattavuuteen puistoja laajennettaessa. Luvussa kahdeksan esitetään työn yhteenveto ja johtopäätökset.

## 2 TUULIVOIMAPUISTO

Tuulivoimala on sähköä tuottava voimalaitos. Kun useampia tuulivoimaloita on samalla kohtalaisen tiiviillä maantieteellisellä alueella ja ne kytkeytyvät sähköverkkoon yhtenä kokonaisuutena, puhutaan tuulivoimapuistosta. Tuulivoimapuistojen etuina on, että voimalan asennus, toiminta ja huolto ovat helpompia kuin yksittäisten hajallaan olevien voimaloiden tapauksessa, vaikka ne tuottaisivat saman tehomäärän. Lisäksi sähköverk-koliityntä voidaan toteuttaa tehokkaammin, kun voimalat kytketään sähköverkkoon yh-tenä kokonaisuutena. (Sathyajith 2006.)

### 2.1 Tuulivoimatuotannon perusteet

Tuulivoimala koostuu roottorista, konehuoneesta ja tornista koostuvasta tuuliturbiinista, turbiinin perustuksista, sähköverkkoliitynnästä sekä rakentamista ja huoltoa tukevasta tieyhteydestä. Tuulivoimalan sähköntuotanto perustuu tuuliturbiinin kykyyn muuntaa tuulen liike-energiaa sähköenergiaksi. Tuuli pyörittää roottoria, joka muuntaa liike-energian roottorin akselin pyörimisenergiaksi eli mekaaniseksi energiaksi. Vaihteiston välityksellä generaattori muuntaa tämän liike-energian sähköverkkoon syötettäväksi vaihtosähköksi. (Sathyajith 2006.)

#### 2.1.1 Tuuli ja tuulen teho

Tuuli on ilmakehässä liikkuva ilmavirtaus. Tuulen voidaan ajatella koostuvan keskimää-räisestä tuulennopeudesta sekä tuulen nopeasta epäsäännöllisestä vaihtelusta ajan suh-teen. Tuulen keskinopeus määritetään aritmeettisena keskinopeutena tietylle aikavälille, tyypillisesti kullekin kuukaudelle tai vuodelle. (Suomen tuuliatlas 2009.)

Pinta-alan läpi tietyllä nopeudella virtaavalla ilmalla on liike-energiaa, joka aikayk-sikössä määriteltynä eli tehona voidaan määrittää yhtälöllä (2.1).

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3, \quad (2.1)$$

jossa  $\rho$  on ilman tiheys,  $A$  on roottorin lapojen muodostama pyyhkäisypinta-ala ja  $v$  tuu-lennopeus. Tuulesta saatava teho riippuu ilman tiheydestä, roottorin pyyhkäisypinta-alasta ja tuulen nopeudesta sen kolmanteen potenssiin. Koska tuulesta saatava teho on verrannollinen tuulennopeuden kolmanteen potenssiin, pienikin vaihtelu tuulennopeu-desta tarkoittaa merkittävää muutosta tehossa. (Sathyajith 2006.)

### 2.1.2 Energiantuotanto

Tuulivoimalan energiantuotanto riippuu olennaisesti paikallisista tuuliolosuhteista, turbiinin lapojen pyyhkäisyypinta-alasta, voimalan napakorkeudesta sekä tuuliturbiinin ominaisuuksista. Energiantuotantoa voidaan lisätä kasvattamalla turbiinin lapojen pituutta sekä turbiinia kannattelevan tornin korkeutta, koska keskimääräinen tuulennopeus kasvaa korkeuden kasvaessa. (Sathyajith 2006.)

Tuulivoimalan tuottama energiamäärä määräytyy voimalan turbiinin tehokäyrän ja voimalan sijaintipaikan tuulennopeusjakauman perusteella. Tehokäyrä kuvaa, miten tuuliturbiinin tuottama sähköteho vaihtelee tuulennopeuden mukaan. Tehokäyrä on yksilöllinen eri turbiinimalleille ja se on saatavissa eri tuulivoimalavalmistajilta. Tuulennopeuden jakautuminen eri tuulennopeuksien kesken tietyllä sijaintipaikalla määritetään sijaintipaikalla tehtyjen tuulisuusmittausten perusteella. Tuulivoimalan energiantuotanto ajanjaksolla  $T$  lasketaan yhtälön (2.2) mukaisesti.

$$Energia = T \int P_t(v) f(v) dv, \quad (2.2)$$

jossa  $T$  on ajanjakso,  $v$  tuulennopeus,  $P_t(v)$  tuuliturbiinin tehokäyrä ja  $f(v)$  tuulennopeuden tiheysfunktio. (Burton et al. 2001.)

Tuulivoimapuiston laskennallista energiantuotantoa vähentävät muun muassa turbiinien toisilleen aiheuttamat aerodynaamiset häviöt, sähkönsiirrossa ja sähkölaitteissa tapahtuvat sähköhäviöt, viat ja häiriöt turbiinien, sähkölaitteiden ja sähköverkon toiminnassa sekä ympäristön aiheuttamat häviöt kuten jäätäminen ja äärimmäiset sääolosuhteet. Voimalat voidaan myös joutua sulkemaan tai niiden toiminta-aikaa lyhentämään tietyissä olosuhteissa liittyen tarpeeseen vähentää turbiinien kuormitusta, sähköverkkoon siirrettävää tehoa tai ympäristölle aiheutuvia vaikutuksia. Tuotantohäviöt riippuvat voimaloiden sijaintipaikasta ja ovat tuulivoimapuistolle tyypillisesti luokkaa 10 – 20 %. (EWEA 2009.)

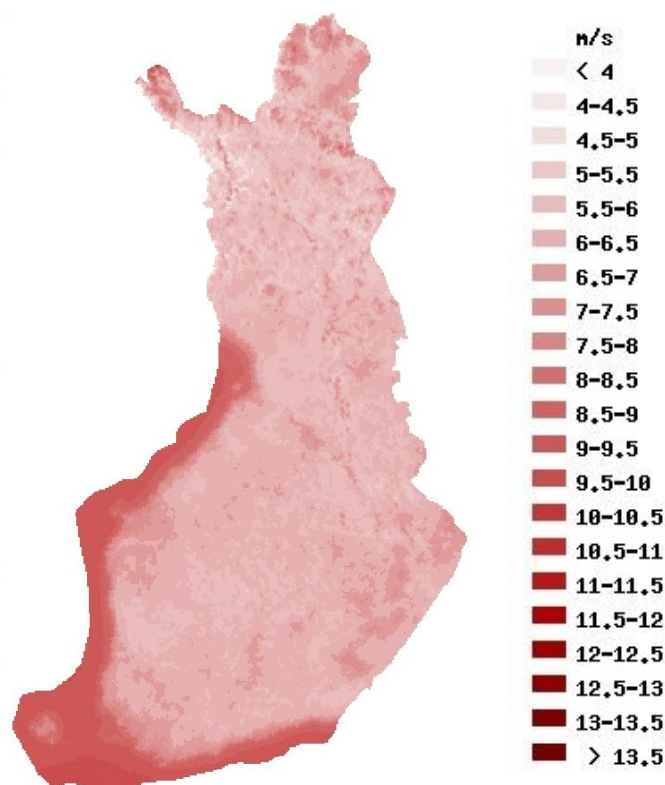
### 2.1.3 Tuuliolosuhteet Suomessa

Tuuliolosuhteilla tarkoitetaan tuulivoimalan maantieteellisen sijaintipaikan ilmastollisia olosuhteita. Tuulivoimatuotannossa huomioon otettavia meteorologisia parametreja ovat tuulen nopeus, turbulenssin intensiteetti, tuulen nopeuden jakauma, tuulen vertikaaliprofiili, toiminnan aikainen tuulen puuskaisuus ja tuulen suunnan muutosnopeudet. (Suomen Tuuliatlas 2009.) Kansainvälinen sähköalan standardointiorganisaatio, International Electrotechnical Commission (IEC) määrittää 4 tuulivoimaluokkaa, jonka mukaisissa tuuliolosuhteissa tuuliturbiinit todennäköisimmin toimivat. Nämä luokat määräytyvät tuulivoimatuotannolle keskeisimpien parametrien, tuulennopeuden vuotuisen keskiarvon ja 50 vuoden aikajänteellä ilmenevän maksimituulennopeuden perusteella. Tuulivoimaluokkia käytetään tuulivoimalan teknisessä suunnittelussa ja ne on esitetty taulukossa 2.1. (Burton et al. 2001.)

**Taulukko 2.1.** Tuulivoimaluokkien mitoitusarvot (Burton et al. 2001).

Tuulivoimaluokka	IEC I	IEC II	IEC III	IEC IV
Tuulennopeuden vuotuinen keskiarvo (m/s)	10	8,5	7,5	6
50 vuoden aikajänteellä ilmenevä maksimituulennopeus (m/s)	50	42,5	37,5	30

Suomen tuulioloihin vaikuttavat maantieteellinen sijaintimme ja Atlantilta suuntautuvat matalapaineet sekä niiden kulkemat reitit. Suomessa tuulee eniten talvikuukausina ja selvästi vähemmän kesäkuukausina. Tuulennopeus vaihtelee kuukausittain varsin vähän sisämaassa, kuukausittainen tuulennopeuden vaihtelu merialueilla, rannikolla ja tuntureilla on selvästi suurempaa. Suomen pohjoisen sijainnin vuoksi tuulivoimapuistoa suunnittelevan tulee tuulisuuden lisäksi ottaa huomioon jäätäminen. Jäätämisellä tarkoitetaan tuuliturbiinin lapojen jäätymistä kylmissä olosuhteissa. Lapoihin kertyvä jää aiheuttaa tuotantotappioita ja saattaa kasvattaa tuulivoimalan kuormituksia, mikä voi puolestaan johtaa tuulivoimalan komponenttien ennenaikaiseen rikkoontumiseen. Tuuliolot ovat paremmat avomerellä kuin lähellä rantaa olevilla sisämaan alueilla, koska tuulen keskinopeus on suurempi ja turbulentsisuus pienempää. Sisämaassa topografian tuoma korkeuden kasvu parantaa tuulioloja. Kuvassa 2.1 on esitetty tuulennopeuden vuotuinen keskiarvo Suomessa 100 metrin korkeudella. (Suomen Tuuliatlas 2009.)

**Kuva 2.1.** Tuulennopeuden vuotuinen keskiarvo Suomessa 100 metrin korkeudella (Suomen Tuuliatlas 2009).

Parhaita tuulisia alueita ovat merten ja järvien ranta-alueet sekä tunturit, mäet ja muut ympäröivästä maastosta selvästi erottuvat alueet (Paakkari 2011). Sisämaassa keskituulennopeudet 100 metrin korkeudella ovat 5–7,5 m/s, rannikkoalueella ja muutamilla Lapin tunturialueilla parhaimmillaan jopa yli 8 m/s. Korkeimmat keskituulennopeudet löytyvät merialueilta, Ahvenanmereltä ja Suomenlahdelta, jossa tuulen keskinopeus 100 metrin korkeudella on yli 9 m/s. (Suomen Tuuliatlas 2009.)

### 2.1.4 Suomen Tuuliatlas

Suomen tuuliatlas on tietokanta, johon on tuotettu tietoa Suomen tuuliolosuhteista, kuten tuulen voimakkuudesta, suunnasta ja turbulentsisuudesta sekä tuulivoimalalla tuotettavan sähköenergian määrästä. Tietokannassa on mukana suuri määrä tietoja, joiden avulla voidaan selvittää paikkakohtaiset tuuliolosuhteet hyvinkin monipuolisesti WWW-pohjaisen karttaliittymän avulla. (TEM 2009a.)

Suomen tuuliatlas perustuu tietokonemallinnukseen, jossa on hyödynnetty sääennustusmalleja sekä tuuliatlassovellutuksissa yleisesti käytettyä WAsP tuulen analyysi- ja sovellusohjelmaa. Koska tuuliatlaksen tulokset ovat tietokonemallilla laskettu, ne poikkeavat aina jossain määrin todellisista olosuhteista. Lisäksi maastossa tehdyt tuulimittaukset edustavat pistemäistä arvoa ja tuuliatlaksen hilaruudut edustavat keskimääräistä kuvaa alueen tuuliolosuhteista. (Suomen Tuuliatlas 2009.)

Tuuliatlaksen keskeisimmät tulokset löytyvät tuuliatlaksen tuulen keskinopeuskartoista sekä tuulivoimalan tuotantokartoista. Karttoja on mahdollista tarkastella vuosi- ja kuukausikeskiarvoina ja eri korkeuksilla 50 metristä 400 metriin saakka. Tulokset ilmoitetaan 2,5 x 2,5 neliökilometrin karttaruuduissa. Rannikoilla ja muilla tuulisilla alueilla mallinnus on tehty vieläkin tarkemmalla, 250 metrin tarkkuudella. Tuulen keskinopeuskartoissa on esitetty tuulen aritmeettinen keskinopeus (m/s) 0,5 m/s:n resoluutiolla. Tuulivoimalan tuotantokartat kuvaavat säämallilla tuotetun tuulen nopeuden jakaumasta nimellisteholtaan 3 MW:n tuulivoimalan tehokäyrällä lasketun energiantuotannon. Esimerkkivoimalana on käytetty WinWind Oy:n lapasäättöistä 3 MW:n turbiinia, jonka tehokäyrän avulla on laskettu voimalan tuotto (MWh) kuukausittain ja koko vuodelle. Tuulivoimalalle annetun tehokäyrän avulla laskettu tuotettu energia ei kuitenkaan täysin vastaa voimalan todellisuudessa tuottamaa energiaa, sillä todellinen teho vaihtelee annetun tehokäyrän lukemien suhteen. (Suomen Tuuliatlas 2009.)

## 2.2 Tuulivoiman sijoittaminen Suomessa

Tuulivoimatuotannon erityispiirteenä muihin energiantuotantomuotoihin verrattuna on sijaintipaikkojen keskinäinen eriarvoisuus. Tuuliolosuhteiden lisäksi tuotantopaikkojen eriarvoisuuteen vaikuttaa rakentamiskustannusten riippuvuus sijaintipaikasta. Lisäksi tuulivoimapuiston sijaintipaikan valinnassa tulee vastaan paikallinen hyväksyttävyyys. Vaikka alue olisikin teknistaloudellisesti toteutettavissa, sinne ei välttämättä päästä lupatekijöiden tai maanomistusasioiden vuoksi. (Wiser & Bolinger 2012.)

Tuulivoimaloiden sijainti ratkaistaan kaavoituksessa, jossa tuulivoimarakentamiseen soveltuvat alueet määritellään selvitysten, vaikutusten arvioinnin ja eri vaihtoehtojen vertailun kautta. Tuulivoimarakentamista voidaan suunnitella tarkentuvasti eri kaavatasoilla, joita ovat maakunta-, yleis-, asemakaava. Tuulivoimarakentamiseen vaadittavien kaavojen ja lupien tarve riippuu alueen kaavatilanteesta, tuulivoimaloiden sijaintipaikan ja sen ympäristön ominaisuuksista sekä hankkeen koosta. Suurten tuulivoimaloiden toteutuksen tulee lähtökohtaisesti perustua maankäyttö- ja rakennuslain mukaiseen kaavoitukseen, jossa määritellään tuulivoimarakentamiseen soveltuvat alueet. Tuulivoimalan rakentaminen vaatii rakennuslupan, jota haetaan kunnan rakennusvalvontaviranomaiselta. (Ympäristöministeriö 2012.)

## **2.2.1 Sijoittumista ohjaavat tekijät**

Tuulivoimaloiden sijoittumista ja tuulivoimapuiston kokoa ohjaavat sekä ympäristölliset että teknistaloudelliset tekijät. Ympäristölliset tekijät, jotka ohjaavat tuulivoimaloiden sijoittumista johtuvat tuulivoimaloiden ympäristöönsä aiheuttavista vaikutuksista. Tuulivoimalat vaikuttavat luontoon ja ihmisten elinoloihin, muuttavat maisemaa, tuottavat ääntä ja välkettä. Nämä tuulivoimaloiden ympäristöönsä aiheuttamat vaikutukset riippuvat tuulivoimaloiden sijainnista, koosta ja alueen ympäristöarvoista. (Ympäristöministeriö 2012.) Ihmisten asumisympäristö ohjaa tuulivoimatuotannon sijoittumista siten, että tuulivoimaloiden aiheuttamat ääni- ja välkevaikutukset sekä joissakin tapauksissa koetut esteettiset ja muut haittavaikutukset lähiympäristössä estävät tuulivoimaloiden rakentamisen asutuksen yhteyteen. Tuulivoimaloiden ja asutuksen välinen suojavyöhyke tulisi olla noin puolesta kilometristä kilometriin. (Paakkari 2011.) Tuulivoimatuotannon sijoittumista ohjaavat myös alueet, joita pidetään tuulivoimatuotantoon pääsääntöisesti soveltumattomina. Näitä alueita ovat mm. arvokkaat maisema-alueet, merkittävät kulttuuriympäristöt, luonnonsuojelualueet, erämaa-alueet sekä kansainvälisesti tärkeät linnuston IBA -alueet (Important Bird Areas). Armeijan tutkavaikutus sekä lentokenttien läheisyys ohjaavat myös voimaloiden sijoittumista. Tuulivoimaloiden tiedetään yleisesti aiheuttavan haittaa erityisesti ilma- ja lentoturvallisuudelle, jonka tutkajärjestelmille tuulivoimalat edustavat suuria kohteita. Tuulivoimala voi korkeana rakenteena muodostaa lentoesteen ja olla vaaraksi lentoturvallisuudelle tai haitata lentoliikenteen sujuvuutta. Tuulivoimalan rakentaminen vaatiikin yleensä lentoesteluvan. (Ympäristöministeriö 2012.)

Teknistaloudelliset tekijät, jotka keskeisimmin ohjaavat tuulivoimaloiden sijoittumista, ovat tuuliolosuhteet, liittynät sähköverkkoon, rakentamista ja huoltoa tukeva infrastruktuuri sekä rakenteiden perustamisolosuhteet. Nämä tekijät vaikuttavat alueen soveltuvuuteen tuulivoimatuotannolle kannattavuuden kautta. (Ympäristöministeriö 2012.) Sähköverkko on erittäin merkittävä tuulivoiman sijoittumiseen vaikuttava tekijä ja samalla keskeisimpiä teknistaloudellisia tekijöitä voimaloiden sijoittumisessa. Sähköverkkoon liittäminen edellyttää usein suuria investointeja ja etäisyyden sähköverkkoon ollessa hyvin pitkä tuulivoimaloiden rakentaminen ei ole taloudellisesti kannattavaa. Tieverkosto tai sen rakentamisen mahdollisuus on myös perusedellytys tuulivoimaloiden rakentamiselle. (Paakkari 2011.) Lisäksi sijoituspaikan maaperän tulee olla riittä-

vän kantavaa tuulivoimalalle ja kestää tuulivoimalan raskaiden komponenttien kuljetuksen sijaintipaikalle (Fareed 2013).

## 2.2.2 Sijoituspaikkojen keskinäinen eriarvoisuus

Tuulivoiman tuotantopaikkojen keskinäinen eriarvoisuus on nähtävissä VTT:n kolmelle erityyppiselle maatuulivoimakohteelle arvioimista tyypillisistä arvoista, jotka on esitetty taulukossa 2.2 (TEM 2009b).

**Taulukko 2.2.** VTT:n arvioimia tyypillisiä arvoja erityyppisille maatuulivoimakohteille Suomessa (TEM 2009b, muokattu).

Tyypillisiä arvoja eri paikoille	Rannikko	Tunturit	Sisämaan parhaat paikat
Investointikustannukset (€/kWh)	1300	1400	1400
Huipunkäyttöaika (h/a)	2400	2500	2100
Käyttö- ja huoltokustannukset (€/kW, a)	26	35	28
Kiinteistöveron kuluerä (€/MWh)	1,4	1,6	1,6

Taulukosta 2.2 nähdään, että rannikon, tuntureiden ja sisämaan parhaiden paikkojen tyypilliset arvot eroavat toisistaan investointikustannusten, huipunkäyttöajan, käyttö- ja huoltokustannusten sekä kunnalle maksettavan kiinteistöveron kuluerän perusteella. Tuulivoimatuotannolle edullisimmat paikat sijaitsevat rannikolla ja tuntureilla, jossa tuuliolosuhteet ovat hyvät. Kalliimmat paikat sijaitsevat sisämaassa, jossa tuuliolosuhteet ovat keskimäärin heikommat. (TEM 2009b.)

Taulukon 2.2 investointikustannusarviot perustuvat toteutuneisiin kustannuksiin. Toteutuneista kustannuksista on saatu tietoa sekä kotimaisista investointitukipäätöksistä että kansainvälisistä tuulivoima-alan julkaisuista ja haastattelemalla riippumattomia asiantuntijoita. Huipunkäyttöaika kuvaa sen ajan pituutta, joka kuluisi vuodessa tuotetun energian tuottamiseen, mikäli tuulivoimala toimisi koko ajan nimellistehollaan. Erot huipunkäyttöajassa selittyvät paremmilla tuuliolosuhteilla tunturi- ja rannikkokohteissa sisämaan kohteisiin verrattuna. Korkeammat käyttö- ja huoltokustannukset taas tulevat kyseeseen paikoille, joissa esimerkiksi voimaloiden hankala sijainti nostaa kustannuksia tai tuulen poikkeuksellinen turbulentsisuus rasittaa voimalaa tavallista enemmän. Kiinteistöveron kuluerä riippuu tuulivoimakohteen sijaintikunnasta. (TEM 2009b.)

## 2.2.3 Tuulivoimatuotannolle sopivat alueet Suomessa

Maakuntien liitot ovat tuulivoimaselvityksissään selvittäneet tuulivoimalle parhaiten soveltuvia paikkoja Suomessa. Nämä tuulivoimatuotantoon soveltuvat alueet on saatu rajaamalla vaihteittain tuulivoimatuotantoon eri perustein soveltumattomat alueet pois. Selvityksissä potentiaalisia tuulivoima-alueita löytyi 254 kappaletta. Selvitysten mukaan näille alueille voisi sijoittaa yhteensä noin 12 000 MW tuulivoimaa, alueiden yhteenlas-



ketun pinta-alan ollessa noin 3 400 neliökilometriä. Erityisen paljon soveltuvia alueita on Pohjois-Pohjanmaalla, Lapissa, Etelä-Pohjanmaalla ja Varsinais-Suomessa. Eniten potentiaalisia tuulivoima-alueita sijaitsee Pohjois-Pohjanmaalla, jonka potentiaalisten tuulivoima-alueiden osuus kaikista maakuntien selvitysten mukaisista alueista on voimaloiden tehon mukaan noin 25 %. Taulukossa 2.3 on esitetty maakunnittain potentiaalisten tuulivoima-alueiden määrä, alueelle mahtuvien tuulivoimaloiden yhteisteho megawatteina ja alueille mahtuvien 3 MW:n voimaloiden määrä. (Klap 2012.)

**Taulukko 2.3.** Yhteenveto maakuntien liittojen tuulivoimaselvitysten tuulivoima-alueista (Klap 2012, muokattu).

Maakunta	Potentiaaliset tuulivoima-alueet (kpl)	Teho (MW)	Voimala-määrä (kpl)
Pohjois-Pohjanmaa	75	3231	1078
Lappi	30	1760	595
Etelä-Pohjanmaa	27	1650	550
Pohjanmaa	11	1182	390
Varsinais-Suomi	24	1092	364
Satakunta	19	855	284
Kymenlaakso	18	687	229
Keski-Pohjanmaa	17	423	143
Kainuu	4	267	89
Etelä-Savo	5	239	79
Etelä-Karjala	5	219	73
Keski-Suomi	9	156	52
Pohjois-Savo	5	120	40
Pohjois-Karjala	4	114	38
Kanta-Häme	1	90	30
<b>Yhteensä</b>	<b>254</b>	<b>12085</b>	<b>4034</b>

Lisäksi Pirkanmaalla potentiaalisia tuulivoima-alueita on 25 kpl, joiden yhteenlaskettu pinta-ala on 220 neliökilometriä ja alueiden arvioitu teho on noin 1000 MW kolmen megawatin voimaloilla laskettuna (Pirkanmaan liitto 2012). Alustavan esiselvityksen mukaan Päijät-Hämeessä jatkoselvitettyjä tuulivoima-alueita on 17 kappaletta (Klap 2012) ja Uudenmaan tuulivoimaselvityksen tulokset valmistuvat syksyllä 2014 (Uudenmaan liitto 2014).

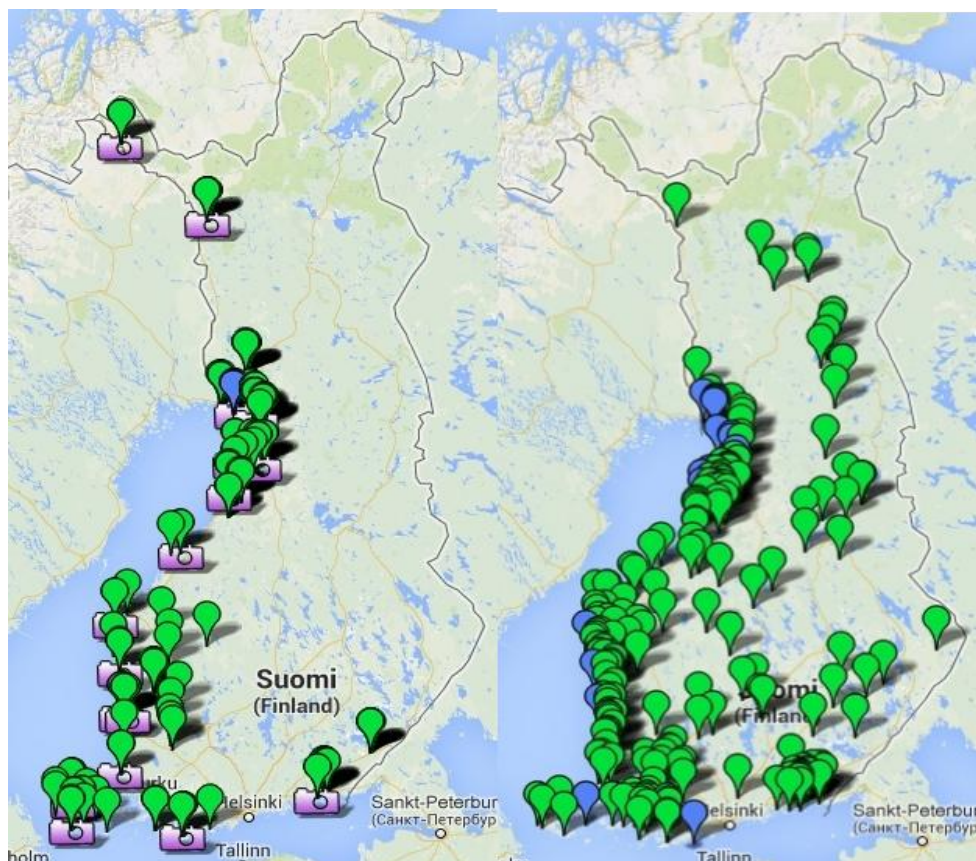
## 2.2.4 Tuulivoimapuistot Suomessa

Tuulivoimarakentamista Suomessa on vauhdittanut sekä vuonna 2010 valmistunut koko maan tuulisuustiedot sisältävä Suomen Tuuliatlas, jota käytetään kaavoituksen ja tuuli-

voimarakentamisen suunnittelun apuvälineenä, että vuonna 2011 käyttöön otettu syöttötariffijärjestelmä, jonka myötä taloudelliset edellytykset tuulivoimarakentamiselle tulivat suotuisaksi (Tarasti 2012). Suomi on asettanut tuulivoiman tuotantotavoitteeksi vuodelle 2020 6 TWh, joka tarkoittaa 2500 MW:n tuulivoimakapasiteettia. Vuodelle 2025 asetettu tavoite on 9 TWh (TEM 2013). Vuoden 2020 tavoite 6 TWh arvioidaan saavutettavan vuonna 2019 (Fareed 2013).

Vuoden 2012 lopussa Suomessa oli 162 tuulivoimalaa, joiden yhteenlaskettu tuotantokapasiteetti oli 288 MW. Vuonna 2012 tuulivoimalla tuotettiin noin 0,6 % Suomen sähkönkulutuksesta, mikä vastaa noin 492 GWh. VTT:n ylläpitämässä tuulivoiman tuotantotilastossa vuoden 2011 lopussa mukana olleiden 131 voimalaitoksen koko vaihteli välillä 75 kW:n ja 3600 kW:n välillä. Lukumäärällisesti 2000 kW:n tuulivoimaloita oli 10 kpl, 2300 kW:n 16 kpl, 3000 kW:n 20 kpl ja 3600 kW:n 8 kpl. (Holtinen & Turkia 2013.)

Suomessa oli julkaistu 28.11.2012 mennessä 220 tuulivoimahanketta noin 8891 MW:n edestä, joista merelle suunniteltujen hankkeiden osuus on 2980 MW. Hallinnollisten esteiden vuoksi osa hankkeista voi kuitenkin raueta tai viivästyä. (STY 2012.) Kuvassa 2.2 on vasemmalla esitetty Suomen nykyisten tuulivoimaloiden sijainnit vuoden 2012 lopussa ja oikeanpuoleisessa kuvassa on esitetty Suomessa vireillä olevat tuulivoimahankkeet lokakuussa 2012.

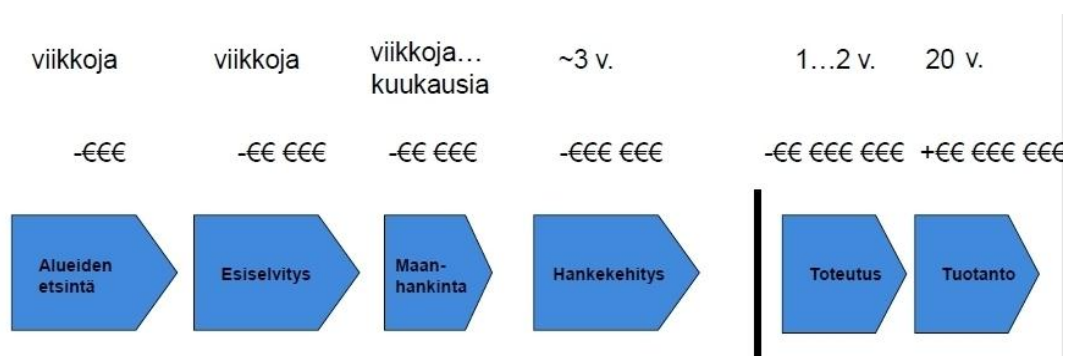


**Kuva 2.2.** Suomen nykyiset tuulivoimalat (STY 2013a) ja suunnitteilla olevat tuulivoimahankkeet (STY 2013b).

Kuvista nähdään, että Suomen nykyiset ja suunnitteilla olevat tuulivoimalat halutaan sijoittaa pääsääntöisesti rannikolle, missä tuuliolosuhteet tuulivoimatuotannolle ovat suotuisimmat kuin sisämaassa.

## 2.3 Tuulivoimapuiston hankekehitys

Tuulivoimapuiston rakentaminen on investointihanke. Tuulivoimahanke voidaan jakaa kuuteen eri vaiheeseen, joita ovat alueiden etsintä, esiselvitys, maanhankinta, hankekehitys, toteutus ja tuotanto. Kuvassa 2.3 on esitetty tuulivoimahankkeen vaiheiden kesto ja arvio kustannuksista. (Mikkonen 2012: [Tolonen 2011])



**Kuva 2.3.** Tuulivoimahankkeen kesto ja arvio kunkin vaiheen kustannuksista (Tolonen 2011, Mikkosen 2012 mukaan, muokattu).

Tuulivoimapuiston hankekehitys kestää yleensä vähintään kolme vuotta ja maksaa satoja tuhansia euroja. Suurin osa hankkeen kustannuksista sijoittuu puiston toteutusvaiheeseen, jolloin puisto rakennetaan. Tuotannon aloittamiseksi tarvittavat kustannukset lasketaan kymmenissä miljoonissa euroissa riippuen tuulivoimapuiston koosta. (Mikkonen 2012: [Tolonen 2011].) Hankekehityksen pituutta selittää pitkät selvitys- ja lupaprosessit. Yli 10 tuulivoimalan tai yli 30 MW:n puistoille on tehtävä ympäristövaikutusten arviointimenettelyprosessi (YVA), jonka kesto tuulivoimalle on keskimäärin 19 – 24 kk. Alueella on myös tehtävä tuulimittauksia vähintään 12 kk varmistaen alueen tuulisuus, mikä vaikuttaa turbiinien valintaan ja ulkopuolisen rahoituksen saamiseen. (Fareed 2013.)

### 2.3.1 Tuulivoimahankkeen eteneminen

Tuulivoimapuiston hankekehitys lähtee liikkeelle tuulisuudeltaan tuulivoimatuotannolle sopivan maa-alueen kartoittamisesta Tuuliatlaksen avulla. Maa-alueen maanomistus ei saisi olla liian pilkkonainen, koska todennäköisesti maahankintojen tekeminen on helppompaa kohteille, joilla kiinteistökooot ovat suuria. Hankkeen edetessä maankäyttösopimukset tulee tehdä myös teille ja sähköverkoille. Lähin sähköverkkoyhteys ja sähköasema selvitetään kartalta, sekä lähimmät asuin- ja lomakiinteistöt, joille määritetään alustavat ”riittävät” etäisyydet, yleensä 500 – 800 metriä. Lisäksi tutkitaan, ettei alueel-

la ole valtakunnallisesti arvokkaita maisema-alueita tai natura - alueita, joiden suojelu-arvoihin tuulivoimaloilla voi olla merkittävää vaikutusta. Maanomistajien kontaktoinnin ja maanvuokrasopimusten tekemisen jälkeen käynnistetään esiselvitykset ja tuulimittaukset alueella sekä aloitetaan hankkeen luvitus ja YVA, jos se on tarpeen. Tuulivoimapuistolle tehdään alustava voimaloiden sijoitus suunnitelma, alustava investointilaskelma ja aloitetaan sähköverkkoon liittymän neuvottelemine. Kun joko suunnittelutarveratkaisu, jolla luvitetaan pienet muutaman voimalan hankkeet tai tuulivoimayleiskaava, jolla luvitetaan suuremmat yli 6 voimalan hankkeet, on lainvoimainen, voidaan tuulivoimaloille hakea rakennuslupaa. Kun tuulivoimapuiston infrastruktuuri on suunniteltu, tuulivoimaloiden hankintaprosessissa toimijat on kilpailutettu ja valittu sekä koko hankkeen rahoitus on kunnossa ja on tehty lopullinen investointipäätös puiston rakentaminen voidaan aloittaa. (Fareed 2013.)

### **2.3.2 Tuulivoimapuiston teknistaloudellinen tarkastelu**

Teknistaloudellisella tarkastelulla tarkoitetaan tuulivoimapuistolle soveltuvan alueen tarkastelua useiden teknisten ja taloudellisten muuttujien perusteella. Tarkoitus on saada käsitys siitä, onko tuulivoimapuisto teknisesti ja taloudellisesti toteuttamiskelpoinen alueella. (Paakkari 2011.) Teknistaloudellisessa tarkastelussa arvioidaan alueen tuulisuutta ja odotettavissa olevaa tuotantoa, kohteen laajuutta ja tilankäytön mahdollisuuksia, maaperän rakennettavuutta, liittymismahdollisuuksia sähköverkkoon, tieyhteyksiä, huoltoteiden ja -alueiden mahdollisia sijainteja sekä muuta infrastruktuuria (Lapin liitto 2005). Teknistaloudellinen toteutettavuus tarkoittaa erityisesti sitä, että alueella tuulee riittävästi ja se onärkevin kustannuksin kytkettävissä sähkö- ja tieverkkoon. Riittävänä tuulisuutena pidetään vähintään noin 6,5 m/s tuulennopeutta 100 metrin korkeudella. (Pirkanmaan liitto 2012.)

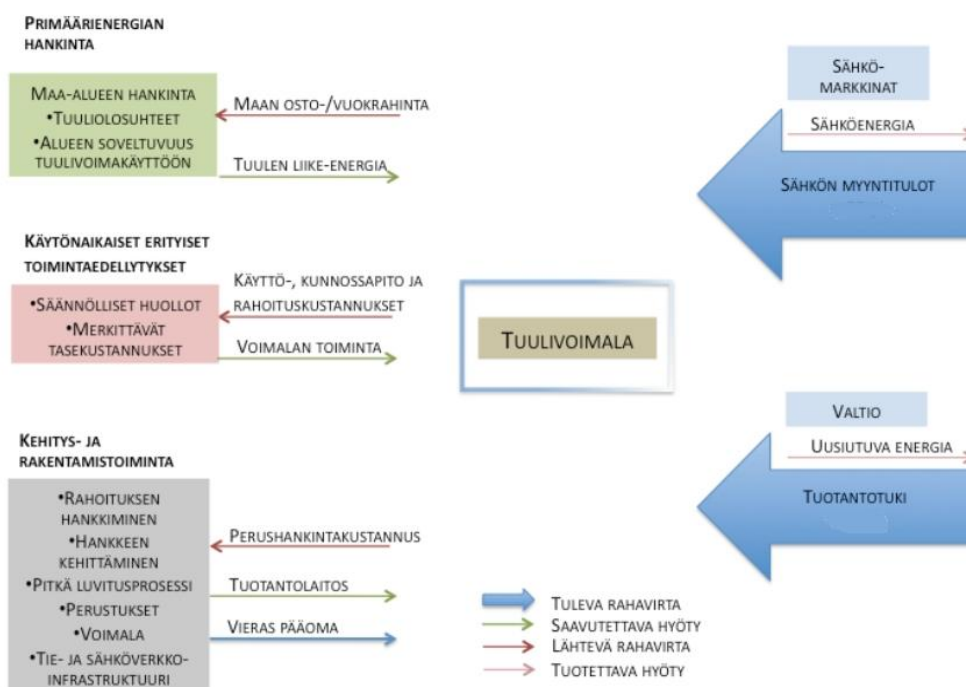
### **2.3.3 Tuulivoimapuiston suunnittelu**

Tuulivoimapuiston suunnittelun tavoite on minimoida energiantuotannon kustannukset kWh:a kohti. Heikommin tuottava, mutta halvempi tuulivoimapuisto saattaa olla jossain sijoituspaikassa edullisempi valinta kuin paremmin tuottava kalliimpi tuulivoimapuisto. Jossain toisessa lähellä sijaitsevassa, mutta tuuliolosuhteiltaan toisentyypisessä kohteessa edullisuusjärjestys saattaa olla päinvastainen. (Krohn et al. 2009.) Käytännössä tuulivoimapuiston suunnittelu jaetaan yksittäisten tuulivoimaloiden sijainnin ja ominaisuuksien määrittämiseen tuulivoimapuistoalueella sekä puiston sähköisen infrastruktuurin suunnitteluun. Puiston tuottavinta sijoituskuviota eli turbiinien keskinäistä sijaintia tuulivoimapuistoalueella käytetään ensisijaisena tuulivoimapuiston suunnittelukriteerinä. Näin on koska turbiinien ominaisuudet kuten eri roottorivaihtoehdot, voimalan teho ja tornikorkeus sekä voimaloiden keskinäinen sijainti puistoalueella määrittävät energiantuotannon määrän. Turbiinien kustannukset vastaavat myös noin 75 % kokonaisinvestointikustannuksista, joten yksittäisten turbiinien sijainnilla on ensiarvoisen tärkeä rooli vuotuisen energiantuotannon määräytymisessä. (Serrano Gonzalez et al. 2011.)

Tuulivoimaloiden sijoitteluun tuulivoimapuistoalueella eniten vaikuttavat tekijät ovat energiantuotannon optimointi, voimaloiden aiheuttamat maisema- ja äänivaikutukset sekä ympäristön ja äärimmäisten tuulien turbiineille aiheuttamat kuormitukset. Tuulivoimapuiston voimaloiden keskinäisen sijainnin suunnittelussa pyritään minimoimaan tarvittavan maa-alueen koko. Tuulivoimaloiden väliin on jätettävä riittävästi tilaa, jotta estetään turbiinien toisilleen aiheuttamat tuotantohäviöt sekä varmistetaan, että voimalat toimivat niissä olosuhteissa, joihin ne on suunniteltu. Turbiinien väliin on jätettävä tilaa vähintään viiden roottorin halkaisijan verran. Pienimmän turbiinien väliin jätettävän tilan määrittää turbiinivalmistaja. Suurille tuulivoimapuistoille on yleensä hankala manuaalisesti määrittää tuottavinta voimaloiden keskinäistä sijoituskuviota, koska laskennallinen optimointiprosessi yleensä käsittää useita tuhansia iteraatioita. Turbiinien sijoittelun optimointi tehdään matemaattisen optimoinnin avulla ja yksityiskohtaisessa tuulivoimapuiston suunnittelussa käytetään avuksi erilaisia laskenta- ja optimointityökaluja. Näistä tuulivoimapuiston suunnittelutyökaluista käytetään yleisesti nimitystä ”Wind Farm Design Tools” (WFDTs). Nämä ohjelmat mahdollistavat puistoalueella olevien tuulivoimaloiden sijainnin, turbiinityypin sekä turbiinin napakorkeuden muutosten vaikutusten tarkastelun ja ne on erityisesti suunniteltu tuottamaan tarkkoja ennusteita tuulivoimapuiston energiantuotannosta. (EWEA 2009.)

### 3 TUULIVOIMAHANKKEEN TALOUS

Tuulivoimatuotanto on liiketoimintaa, jonka tarkoituksena on olla kannattavaa ja tuottaa voittoa omistajilleen. Kannattavuuden kasvattamiseksi voidaan pyrkiä lisäämään hankkeen tuottoja tai vähentämään kustannuksia. Tämä tarkoittaa energiantuotannon maksimoimista sekä rakennus- ja käyttökustannusten minimointia. Kannattavuutta tarkasteltaessa on erityisesti kiinnitettävä huomiota niihin tulo- ja menovirtoihin, jotka muodostavat suurimman osan investoinnin rahavirroista. Kuva 3.1 havainnollistaa tuulivoimahankkeen rahavirtojen muodostumista. Tuulivoimapuiston tulovirrat muodostuvat sähkön myyntituloista sähkömarkkinoilta ja valtion uusiutuvan energian tuottajalle maksamasta tuotantotuesta. Lisäksi tuulivoimapuiston tuleviin rahavirtoihin sisältyy vieras pääoma, jota tarvitaan hankkeen perushankintakustannuksen rahoittamiseen. Tuulivoimapuiston menovirrat muodostuvat tuulivoimalaitosten perushankinta-, käyttö-, kunnossapito- ja rahoituskustannuksista sekä maan osto-/vuokrahinnasta. (Fareed 2011.)



**Kuva 3.1.** Tuulivoimahankkeen ansaintalogiikka (Fareed 2011, muokattu).

Tuulivoimapuiston rakentaminen on reaali-investointihanke, jossa raha käytetään tuotannontekijöiden hankkimiseen tuottojen saamiseksi. Yrityksen kaikkia menoja voidaan pitää investointeina tulojen saamiseksi, vaikka tavallisesti investointeina pidetään menoja, jotka ovat rahamäärältään suuria ja joissa tulon odotusaika on pitkä. (Uusi-Rauva et al. 1999.)

### 3.1 Tuulivoiman tuotot

Tuulivoimatuotannon molemmat tulovirrat, sähkön myyntitulot sähkömarkkinoilta ja valtion uusiutuvan energian tuottajalle maksama tuotantotuki ovat suoraan verrannolliset tuotetun energian määrään. Tuulivoimatuottajan sähkön myyntitulot sähkömarkkinoilta vuonna 2012 muodostivat keskimäärin 44 % tuulivoimatuottajan tuloista ja valtion maksama tuotantotuki muodosti 56 % tuulivoimatuottajan tuloista, kun korotettua tukea ei huomioida (EMV 2013a). Sähkön myyntitulojen ja tuotantotuen osuudet tuulivoimatuottajan tuloista vaihtelevat vuosittain, koska valtion maksama osuus tuulivoimatuottajan tuloista määräytyy sähkön markkinahinnan perusteella.

#### 3.1.1 Sähkön myynti

Tuulivoimatuottaja voi myydä sähkönsä sähkömarkkinoille joko sähköpörssissä tai OTC -markkinoilla (Over the Counter). Sähköpörssi on avoin, keskitetty ja neutraali markkinapaikka, jossa sähkönmarkkinahinta määräytyy kysynnän ja tarjonnan perusteella. Pohjoismaissa kauppaa käydään yhdessä sähköpörssissä, Nord Poolissa. (Partanen et al. 2012.) Vuoden 2012 aikana Nord Poolin Suomen päivittäinen sähkönmarkkinahinta oli pienimmillään 17,17 €/MWh ja korkeimmillaan 94,41 €/MWh, vuotuisen markkinahinnan keskiarvon ollessa 36,64 €/MWh. Sähkön hintakehityksessä on ollut nouseva trendi koko 2000-luvun. (Nord Pool Spot 2013a.) Nord Poolin Suomen aluehinnan 10 vuoden keskiarvo on 41 €/MWh (Nord Pool 2013b).

OTC -markkinoilla tarkoitetaan kaikkea pörssin ulkopuolella tapahtuvaa kahdenkeskistä kaupankäyntiä. Kahdenvälisillä OTC -markkinoilla on mahdollista tehdä pitkäaikaisia ja räätelöityjä myyntisopimuksia vastaamaan tuottajan tarpeita. Kahdenväliset sopimukset mahdollistavat myös pienten sähköntuottajien osallistumisen markkinoille, koska heidän ei usein ole kannattavaa maksaa sähkön pörssikauppaan liittyviä maksuja ja palkata henkilökuntaa hoitamaan sähkönmyyntiä. (Partanen et al. 2012.) Jokaisessa tuulivoimahankkeessa tehdään omat sähkönmyyntisopimukset, jotka voivat poiketa toisistaan suhteessa Nord Poolin hintaan, johon syöttötariffi perustuu. Siten toiset projektit tuottavat enemmän ja toiset vähemmän kuin syöttötariffin mukaan suoraan laskettaessa. (Paakkari 2011.)

#### 3.1.1 Syöttötariffi

Syöttötariffi on taloudellinen tuki uusiutuvan energian tuottajalle. Syöttötariffi parantaa tuettavan sähköntuotantomuodon kilpailukykyä suhteessa muihin tuotantomuotoihin ja näin edistää uusiutuvien energialähteiden käyttöönottoa. (Klein 2012.) Tuulivoimatuotantoon liittyvät tukitoimet perustuvat ilmasto- ja energiapoliittisten tavoitteiden saavuttamiseen (TEM 2009b).

Suomessa tuulivoimaa tuetaan uusiutuvan energian tuotantotuella eli syöttötariffilla, joka astui voimaan 1.1.2011 (EMV 2013b). Syöttötariffilla tuetaan tuulivoimaan, metsähakkeeseen, biokaasuun ja puupolttoaineeseen perustuvaa sähkön tuotantoa (EMV

2013c). Suomen syöttötariffijärjestelmä on markkinaehtoinen takuuhintajärjestelmä, joka takaa tasaisen tulotason tuulivoimatuottajalle. Järjestelmässä tuottajat myyvät tuotetun sähkön normaalisti sähkömarkkinoille. Sähkön myynnistä saatujen tulojen lisäksi tuottajalle maksetaan tariffi, joka on sovitun tavoitehinnan ja sähkön markkinahinnan välisen erotuksen suuruinen. (TEM 2009b.)

Tukea maksetaan 12 vuoden ajan. Tavoitehintaa 31.12.2015 asti on 105,30 €/MWh, jonka jälkeen tavoitehintaa on 83,50 €/MWh. Syöttötariffi määräytyy tavoitehinnan ja kolmen kuukauden sähkön markkinahinnan keskiarvon erotuksena. Jos sähkön markkinahinnan keskiarvo kolmen kuukauden aikana on alle 30 €/MWh, syöttötariffina maksetaan tavoitehintaa vähennettynä 30 €/MWh. Sähkön markkinahinnan keskiarvo määräytyy yhteispohjoismaisten sähkömarkkinoiden päivää edeltävän fyysisen sähkökaupan Suomen aluehinnan keskiarvon perusteella (Elsport-hinta). Sähkön markkinahinnan keskiarvo lasketaan kutakin tariffijaksoa vastaavan kolmen kuukauden tuntihintojen aritmeettisena keskiarvona. (EMV 2013a.)

Suomen syöttötariffijärjestelmään voidaan hyväksyä tuulivoimaloita 2500 MVA nimellisteho asti. Hyväksyminen syöttötariffijärjestelmään edellyttää, että sähkön tuotannolle on toiminnalliset ja taloudelliset edellytykset. (EMV 2013c.) Lisäksi syöttötariffijärjestelmään voidaan hyväksyä vain uusia voimalaitoksia, joiden nimellisteho on vähintään 0,5 MVA ja jotka eivät ole saaneet muita valtiontukia (EMV 2013d). Toukokuuhun 2014 mennessä järjestelmään hyväksytyjen tuulivoimalaitosten yhteenlaskettu nimellisteho oli 381 262 kVA (Energiavirasto 2014a).

## 3.2 Tuulivoiman kustannukset

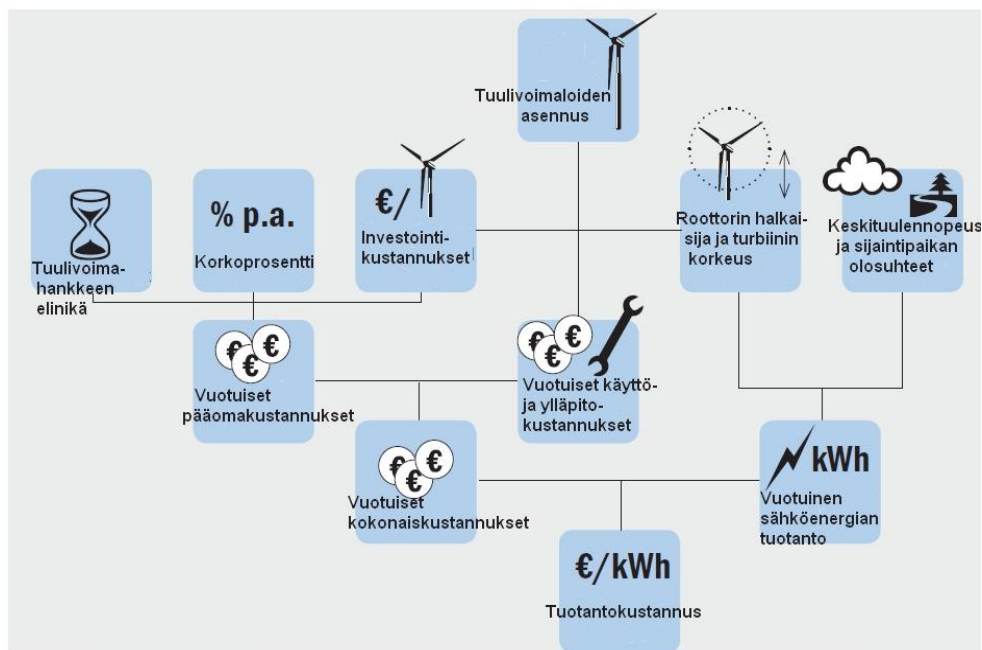
Tuulivoiman kustannukset koostuvat investointi-, käyttö- ja kunnossapito- ja rahoituskustannuksista (Schwabe et al. 2011). Investointikustannukset sisältävät hankkeen kehittämisen, voimalan, perustusten sekä tie- ja sähköverkkoinfrastruktuurin rakentamisen kustannukset. Voimalan käytön aikaiset muuttuvat kustannukset koostuvat käyttö-, kunnossapito- ja rahoituskustannuksista. Muihin energiantuotantomuotoihin verrattuna tuulivoiman muuttuvat kustannukset ovat pienet, koska voimalalla ei ole polttoainekustannuksia. Tuulivoimatuotannon kokonaiskustannukset voidaan määrittää koko voimalan eliniän aikana suurella varmuudella etukäteen, koska polttoaineiden ja päästöoikeuksien hinnat eivät vaikuta tuulivoimatuotannon kustannuksiin. (Krohn et al. 2009.)

### 3.2.1 Tuulivoiman tuotantokustannus

Sähkön tuotantokustannus kuvaa, paljonko sähkön tuottaminen maksaa kWh:a kohti. Kuva 3.2 havainnollistaa tuulivoimalla tuotetun energian tuotantokustannuksen muodostumista. Vuotuiset tuotantokustannukset koostuvat pääoma-, käyttö- ja ylläpitokustannuksista. Pääomakustannuksiin vaikuttavat investointikustannusten suuruus, korkoprosentti ja tuulivoimahankkeen elinikä. Vuotuinen sähköenergian tuotanto muodostuu turbiinien ominaisuuksien sekä sijaintipaikan tuuliolosuhteiden perusteella. Tuotanto-



kustannus saadaan jakamalla vuotuiset kokonaiskustannukset vuotuisella sähköenergian tuotannolla. (Krohn et al. 2009.)



**Kuva 3.2.** Tuulivoimalla tuotetun sähkön tuotantokustannuksen määräytymiseen vaikuttavat tekijät (Krohn et al. 2009, muokattu).

Mikkonen (2011) selvitti työssään tuulivoimalan investointi-, käyttö-, kunnossapito- ja tuotantokustannuksia Suomessa. Tutkimusaineistossa olivat mukana tiedot 24 1990-luvun lopun ja vuoden 2010 välillä rakennetun maatuulivoimalan investointikustannuksista sekä 9 maatuulivoimalan käyttö- ja kunnossapitokustannuksista. Tutkimuksessa mukana olleiden voimaloiden koko vaihteli välillä 0,5 – 3 MW. Tuulivoiman tuotantokustannus oli koko aineistossa keskimäärin 96 €/MWh ja uudemmissa voimaloilla 73 €/MWh. 2000-luvun puolivälin jälkeen rakennettujen voimaloiden parametreista lasketun keskiarvovoimalan tuotantokustannus oli 69 €/MWh. Tutkimuksessa uudehkot tuulivoimalat sijaitsivat erittäin hyvätuulisella paikalla verrattuna vanhempiin ja pienempiin voimaloihin, mikä selittää alhaisemman tuotantokustannuksen. (Mikkonen 2011.)

### 3.2.2 Investointikustannukset

Tuulivoimahankkeen investointikustannukset koostuvat projektin kehitys- ja suunnittelukustannuksista; turbiinien hankinnasta, kuljetuksista, pystytyksistä ja koekäytöistä; infrastruktuurin rakentamisesta, tiestöstä, pystytysalueista, sähköverkosta ja sen laitteista; sekä voimaloiden ohjauskeskuksista ja tiedonsiirtoyhteyksistä (Paakkari 2011).

Tuulivoimalan kehitys- ja suunnittelukustannuksia ovat tuulivoimalle soveltuvan maa-alueen etsintä, alueen tarkempi teknistaloudellinen selvitys, maanvuokrasopimuksien tekeminen, alueella tehtävät tuulimittaukset ja rakennuslupa- ja vaadittavien selvitysten tekeminen (Fareed 2013). Tuulivoiman kehitys- ja suunnittelukustannusten suuruuteen vaikuttavat oleellisesti viranomaisten asettamat alueiden suunnittelu- ja lupakäytännöt ja ympäristövaikutusten arviointiin liittyvät vaatimukset. Tuuliturbiinivalmistajat suunnit-

televat turbiinit selkeästi määriteltyihin tuuliolosuhteisiin, joissa niitä tulee käyttää, jotta ne toimivat turvallisesti ja suunnitellun mukaisesti koko elinikänsä. Infrastruktuurin kustannukset koostuvat perusten, teiden, sähköverkkoliittymän rakentamisen sekä sähkötöiden kustannuksista. Jos tuulivoimalan käyttöön tarvittava maa-alue ostetaan, maanhankintahinta sisältyy investointikustannuksiin. (Krohn et al. 2009.) Tuulivoimaloiden ohjauskeskuksen tehtävä on ohjata voimalaa ennalta asetettujen ohjeiden mukaan olosuhteet huomioiden ja valvoa voimalan toimintaa ja hälyttää, jos jotain on vialla. Ohjausjärjestelmä koostuu tyypillisesti yhdestä tai useammasta tietokoneesta, jotka saavat tietoa erinäisistä mittauksista ja ohjaavat sen perusteella voimalaa ja sen toimintaa. Tietoa kerätään muun muassa tuotannon keskitehosta ja hetkellistehosta, tuotetusta energiasta, pyörimisnopeudesta ja mahdollisista häiriöistä. (Lemström et al. 2005.)

### 3.2.3 Käyttö- ja kunnossapitokustannukset

Tuulivoimalan käyttö- ja kunnossapitokustannukset koostuvat säännöllisesti tehtävistä huoltotoimenpiteistä, tarvittaessa tehtävistä korjauksista, varaosista, vakuutusmaksusta, sekä voimalan valvonnasta ja hallinnoinnista. Käyttö- ja kunnossapitokustannukset riippuvat turbiinin tyypistä, koosta ja iästä. Jos voimaloiden sijainti on hankala tai tuuli poikkeuksellisen turbulenttista rasittaen näin voimalaa tavallista enemmän, kustannukset ovat korkeammat. Kulut vakuutuksesta, säännöllisestä huollosta ja voimalan valvonnasta pysyvät melko vakaina koko voimalan elinajan. Odottamattomien korjausten ja osien rikkoutumisen seurauksena tarvittavien varaosien kustannukset ovat vaikeammin ennustettavissa joskin ne kasvavat voimalan ikääntyessä. (Krohn et al. 2009.) Tuulivoimaloiden käyttö- ja kunnossapitokustannukset 1990-luvun lopun ja 2010-luvun alun välissä rakennetuilla voimaloilla olivat keskimäärin 34 €/MWh. Maatuulivoimahankkeiden käyttö- ja kunnossapitokustannukset vuonna 2010 olivat keskimäärin 36 400 €/MW. Vuoden 2010 tuotantoon suhteutettuna käyttö- ja kunnossapitokustannukset olivat keskimäärin 22 €/MWh. Uudemmillä voimaloilla käyttö- ja kunnossapitokustannus olivat keskimäärin 15 €/MWh. (Mikkonen 2011.)

Maanhankinnan kustannus kuuluu käyttö- ja kunnossapitokustannuksiin, jos tuulivoimaloiden tarvitsema maa-alue vuokrataan. Maa-alueen vuokra sovitaan tapauskohtaisesti maanomistajan kanssa. Vuokra voidaan maksaa kiinteänä ja/tai sitoa tuotannon määrään, esim. 1 % vuotuisesta bruttotuotosta. Jos vuokra maksetaan kiinteänä, se voi olla vuodessa tietty euromäärä hehtaaria tai voimalaa kohti. (Nissinen 2011.)

Käyttö- ja kunnossapitokustannuksiin kuuluvat myös tasesähkökustannukset, sähkönsiirtomaksut ja kiinteistövero. Tasesähkökustannukset aiheutuvat tuulivoiman tuotantoennustevirheestä. Tuulen vaihtelevuus aiheuttaa sen, että tuotannon tarkka ennustaminen on vaikeaa. Sähkömarkkinoilla sähköä on tuotettava joka hetki yhtä paljon kuin sitä kulutetaan. Sähkömarkkinalain mukaan sähkömarkkinoilla toimiva tuottaja on vastuussa siitä, että hänen sähköntuotantosopimuksensa kattavat sen sähköntoimitukset kunkin tunnin aikana. Jos sähköä tuottava osapuoli poikkeaa etukäteen sopimistaan kaupoista, voi siitä koitua kustannuksia. (Elovaara & Haarla 2011a.) Tasehallinnan kustannukset ovat noin 2 €/MWh (TEM 2009b). Kustannuksia syntyy myös sähkönsiirrossa tapahtu-

vista teho- ja energiahäviöistä sekä keskeytyksistä, joiden vuoksi menetetään tuotantoa (Elovaara & Haarla 2011a). Kiinteistövero maksetaan vuosittain kiinteistön sijaintikunnalle. Tuulivoimalaitosten kiinteistövero määräytyy yleisen kiinteistöveroprosentin ja tuulivoimaloiden rakenteiden jälleenhankinta-arvon ja siitä vuosittain tehtävien ikäalennusten perusteella. (Tuulivoimaopas 2013.) Yleinen kiinteistöveroprosentti vuonna 2013 vaihteli kunnittain välillä 0,60 - 1,35 (Verohallinto 2013). Alhainen kiinteistövero parantaa hankkeiden kannattavuutta ja lisää investointihalukkuutta (Tuulivoimaopas 2013).

### **3.2.4 Rahoituskustannukset**

Rahoituskustannuksia syntyy, kun yritys hankkii investointiensa rahoittamiseen tarvittavia pääomia rahoitusmarkkinoilta. Tarvittava pääoma jaetaan omaan pääomaan, joka on omistajien yritykseen sijoittamaa pääomaa ja vieraaseen pääomaan, joka on lainattua. Yrityksen oman pääoman kustannus määräytyy oman pääoman sijoittajien asettaman tuottovaatimuksen perusteella. Mitä korkeampi on yrityksen liiketoiminnan riski, sitä korkeampi on sijoittajien sijoitukselleen asettama oman pääoman tuottovaatimus ja yrityksen näkökulmasta siis oman pääoman kustannus. (Kallunki 2004.) Oman pääoman osuus tuulivoimahankkeen kokonaisinvestoinnista on noin 25 – 40 % (Fareed 2013).

Vieraan pääoman kustannus on se lainakorko, jolla yritys voi hankkia lainaa pankista (Kallunki 2004). Markkinoiden korot määräytyvät rahan kulloisenkin kysynnän ja tarjonnan perusteella. Lisäksi korkoihin vaikuttavat talouden inflaatiovauhti ja tarjolla olevien lainainstrumenttien ominaisuudet kuten laina-aika, lainan jälleenmyyntikelpoisuus ja lainan myyjän luottokelpoisuus. (Niskanen & Niskanen 2002.) Yrityslainojen viitekorkona käytetään yleisesti euribor-korkoa, jonka lisäksi peritään asiakas- ja lainakohtaiset marginaalit (Suomen pankki 2013). Marginaalin suuruuden määrittää tuulivoimahankkeen kokonaisriski. Asianmukaista huolellisuutta käyttäen suunniteltu hanke saa yleensä alhaisemman marginaalin. Tuulisuuden arviointi on tärkeässä roolissa, koska merkittävä osa projektin kokonaisriskistä syntyy tuulisuuden epävarmuuksista. Tariffijärjestelmä auttaa myös pienentämään riskejä huomattavasti, koska tällöin sähköstä saatavat tulot ovat suurelta osin ennalta määrättyjä. (TEM 2009b.) Mitä pidemmälle tulevaisuuteen lainan takaisinmaksu ajoittuu, sitä korkeampi on markkinoiden tuottovaatimus. Tämä johtuu siitä, että pitkäaikainen sijoitus on pidemmän aikaa alttiina korkotason ja inflaatiovauhdin muutoksille. (Niskanen & Niskanen 2002.)

### **3.2.5 Tuulivoimatuotannon kustannusrakenne**

Tuulivoimatuotannon kustannuksista noin 75 % muodostuu investointikustannuksista ennen tuotannon aloittamista ja noin 25 % voimalan toiminnan aikana. Investointikustannusten merkittävin kustannuserä on tuuliturbiini sen muodostaessa noin 75 % investointikustannuksista. Turbiinin jälkeen merkittävimmät kustannuserät ovat verkkoliityntään, maanrakennustöihin ja puiston sisäisiin sähkötöihin liittyvät kustannukset. (Krohn

et al. 2009.) Taulukossa 3.1 on esitetty investointikustannusten jakautuminen tuulivoimalassa.

**Taulukko 3.1.** Investointikustannusten jakautuminen tuulivoimalassa (Krohn et al. 2009).

	Osuus kokonaisinvestointikustannuksista (%)	Osuus investointikustannuksista, kun turbiinikustannusta ei huomioida (%)
<b>Turbiini</b>	68 – 84	
<b>Verkkoliityntä</b>	2 – 10	35 – 45
<b>Perustus</b>	1 – 9	20 – 25
<b>Puiston sisäiset sähkötyöt</b>	1 – 9	10 – 15
<b>Maa-alue</b>	1 – 5	5 – 10
<b>Rahoituskustannukset</b>	1 – 5	5 – 10
<b>Teiden rakennus</b>	1 – 5	5 – 10
<b>Konsultointi</b>	1 – 3	5 – 10

Taulukosta 3.1 nähdään, että infrastruktuuriin liittyvät kustannukset muodostavat valtaosan investointikustannuksista, kun turbiinin kustannusta ei huomioida. Suominen (2013) mukaan tiet ja perustukset edustavat tyypillisesti noin 10 %:n kustannusta koko investoinnista ja sähköverkko sekä verkkoliityntä suunnilleen samaa suuruusluokkaa (Suominen 2013). Mikkosen (2011) aineiston mukaan Suomessa vuoden 2005 jälkeen asennettujen tuulivoimaloiden turbiinin osuus investointikustannuksista oli keskimäärin 79 % (hankekohtaisesti 77 – 83 %), perustusten ja teiden 14 % (hankekohtaisesti 7 – 16 %) ja puiston sisäisten sähkötyöiden, sisältäen verkkoliitynnän kustannukset, 5 % (hankekohtaisesti 5 – 6 %). Hankkeissa, joissa verkkoon liityntä oli eroteltu omaksi kohdaksi, vastasi se noin 3,5 % investointikustannuksista. (Mikkonen 2011.)

### 3.3 Investointilaskenta

Investoinnin kannattavuuden arvioiminen tehdään investointilaskelmien avulla. Investointilaskelmat ovat investoinnin pitoajalle ulottuvia laskelmia, joilla pyritään selvittämään investointihankkeen kannattavuus. Investointilaskentamenetelmiä on useita ja ne mahdollistavat eri investointivaihtoehtojen keskinäisen vertailun. (Uusi-Rauva et al. 1999.)

#### 3.3.1 Laskennassa käytettävät lähtöarvot

Investointilaskennassa käytettävät ja investoinnin kannattavuuteen vaikuttavat tekijät ovat investoinnin perushankintameno ja jäännösarvo, investoinnin vuotuiset kassatulot ja -menot, investoinnin pitoaika sekä laskentakorko, joka muodostuu investointiprojektin painotettuna keskimääräisenä pääoman kustannuksena. Investoinnin tuottovaatimus,

diskonttauskorko ja pääoman kustannus tarkoittavat investointilaskelmien yhteydessä samaa asiaa kuin laskentakorko. (Niskanen & Niskanen 2002.)

Perushankintakustannus on lähimmäksi päätöksentekohetkeä ajoittuva investoinnin kustannus. Siksi sen määrittämiseen liittyy usein vähemmän epävarmuutta kuin muihin investoinnin tuottoihin ja kustannuksiin. (Uusi-Rauva et al. 1999.) Pääomavaltaisena tuotantomuotona tuulivoimainvestoinneissa painottuvat perushankintakustannukset, jotka koostuvat investoinneista tuuliturbiineihin, rakennus- ja sähköinfrastruktuuriin (Serrano Gonzalez et al. 2011).

Laskentakoron avulla saatetaan eri aikoina tapahtuvat suoritukset keskenään vertailukelpoisiksi. Investoinneissa juuri tämä on olennaista, koska tuotot ja kustannukset ajoittuvat kalenteriajassa useille eri vuosille. Diskonttaus on työkalu, jolla tulevaisuudessa tapahtuvien tuottojen ja kustannusten arvo muutetaan nykyhetkeen. Tulevaisuuden rahamäärä diskontataan nykyhetkeen käyttämällä diskonttaustekijää  $d_n$ , joka saadaan lausekkeesta (3.1).

$$d_n = \frac{1}{(1+i)^n}, \quad (3.1)$$

jossa  $i$  on laskentakorkokanta ja  $n$  se vuosi, jonka nettotuloja halutaan nykyhetkeen diskontata. Korkokantaa voidaan pitää tuottovaatimuksena, joka suunnitellun investoinnin tulee toteuttaa. Sijoitetun pääoman, oman ja vieraan yhdessä, tuottoaste osoittaa, kuinka yritykseen sijoitettu korollinen vieras ja oma pääoma on saatu tuottamaan. (Uusi-Rauva et al. 1999.) Koko pääoman keskimääräinen kustannus lasketaan oman ja vieraan pääoman kustannusten painotettuna keskiarvona kaavalla (3.2).

$$r_{Asset} = WACC = \frac{E}{D+E} * r_{Equity} + \frac{D}{D+E} * r_{Debt} = \text{diskonttauskorko}, \quad (3.2)$$

jossa  $E$  on oman pääoman määrä,  $D$  vieraan pääoman määrä,  $r_{Equity}$  oman pääoman tuottovaatimus ja  $r_{Debt}$  vieraan pääoman tuottovaatimus. (Kallunki 2004.) Investointilaskelmissa voidaan käyttää joko nimellistä tai reaalista laskentakorkokantaa. Reaalikorko on tuotto, jonka sijoittajat vaativat, jos inflaatiota ei esiinny. Nimelliskorkoihin sisältyy myös odotus tulevasta inflaatiosta. (Niskanen & Niskanen 2002.) Laskentakorkokannaksi valitaan yleensä oman pääoman tuottovaatimus (Uusi-Rauva et al. 1999).

Investoinnin vuotuisilla kassatuloilla tarkoitetaan investoinnista saatavaa vuotuista tuottoa ja vuotuisilla kassamenoilla vuotuisia kustannuksia. Investoinnista saatavan vuotuisen tuoton ja siitä aiheutuvan vuotuisen kustannuksen erotusta nimitetään netto-tuotoksi. (Uusi-Rauva et al. 1999.) Tuulivoimatuotannon vuotuiset tuotot määräytyvät energiantuotannon ja syöttötariffin takaaman hinnan perusteella. Vuotuiset kustannukset aiheutuvat käyttö- ja kunnossapitokustannuksista, tasehallinnan kustannuksista ja rahoituskustannuksista.

Investoinnin pitoajalla tarkoitetaan sitä aikaa, jona investointihyödykettä yrityksessä käytetään (Uusi-Rauva et al. 1999). Tuulivoimaloiden tekninen käyttöikä on noin 20 vuotta. Käyttöikä voi olla korkeampi alueilla, joissa tuulen turbulenttisuus on pienempää rasittaen voimalaa vähemmän. (Krohn et al. 2009.)

Jäännösarvolla tarkoitetaan sitä myyntituloa, joka investoinnista arvioidaan saatavan pitoajan päättyessä. Monissa tapauksissa se on nolla tai jopa negatiivinen. Jos käytettyjen hyödykkeiden markkinat ovat olemassa, jäännösarvolla on merkitystä. (Uusi-Rauva et al. 1999.) Turbiinin käyttöiän loppuessa voimalat voidaan purkaa tai korvata uudemmilla suuremman kapasiteetin omaavilla voimaloilla (Krohn et al. 2009). Voimaloiden purkamisesta aiheutuvat kustannukset ovat luokkaa 1 – 3 % kokonaisinvestoinnin suuruudesta ja voimalan jäännösarvo pitoajan päättyessä on luokkaa 1 – 3 % kokonaisinvestoinnin suuruudesta (Serrano Gonzalez et al. 2011).

### 3.3.2 Nykyarvomenetelmä

Tuulivoimahankkeissa sijoittajat keskittyvät hankkeen kannattavuutta laskettaessa kassavirtamalleihin perustuviin kannattavuuslaskelmiin kuten sisäisen korkokannan tai nykyarvomenetelmään. Tämä johtuu muun muassa tuulivoiman lyhyestä taloudellisesta eliniästä, houkuttelevista määräaikaista tuista sekä usein korkeaa tuottoa hakevista sijoittajista. (Lundvall 2013.) Nettonykyarvoa pidetään teoreettisesti parempana laskentamenetelmänä kuin sisäistä korkokantaa, johtuen menetelmien erilaisista oletuksista (Niskanen & Niskanen 2002). Tässä työssä tuulivoimapuiston kannattavuutta tarkastellaan nettonykyarvomenetelmällä.

Nykyarvomenetelmää käytettäessä kaikki investoinnin tuotot ja kustannukset investoinnin pitoajalta diskontataan valitulla laskentakorkokannalla nykyhetkeen (Neilimo & Uusi-Rauva 2005). Nettonykyarvo, jonka kansainvälinen lyhenne on NPV (Net Present Value) saadaan lausekkeesta (3.3).

$$NPV = \sum_{t=1}^N \frac{NCF_t}{(1+r_{Asset})^t} + \frac{I_N}{(1+r_{Asset})^N} - I_0, \quad (3.3)$$

jossa  $NCF$  (Net Cash Flow) on nettokassavirta eli investointiin liittyvien vuotuisten kassatulosten ja kassamenojen erotus,  $I_0$  investoinnin hankintameno eli alkuinvestointi,  $I_N$  investoinnin jäännösarvo pitoajan päättyessä,  $N$  investoinnin pitoaika vuosina,  $t$  aikaa osoittava symboli ja  $r_{Asset}$  diskonttauskorko eli WACC. (Niskanen & Niskanen 2002.)

Nykyarvomenetelmän mukaan investointi kannattaa suorittaa, mikäli nettonykyarvo on positiivinen. Kaikki tällaiset investoinnit lisäävät yrityksen arvoa. (Niskanen & Niskanen 2002.) Vaihtoehtoisista investoinneista kannattavin on se, jonka nykyarvo on suurin (Neilimo & Uusi-Rauva 2005).

### 3.3.3 Kannattavuusanalyysi

Kannattavuuden analysoinnilla tarkoitetaan kustannustietoja suhteuttamalla saatavaa käsitystä eri vaihtoehtojen edullisuudesta. Käsitys kannattavuudesta on aina suhteessa tiettyyn ajanjaksoon ja laskentakohteeseen. Kustannustieto saa merkityksensä vasta suhteessa johonkin muuhun tietoon. Siksi kustannustieto on tarpeen suhteuttaa tietoon toisista kustannuksista, tuotoista ja muista hyödyistä. (Pellinen 2006.)

Kauaskantoiset päätökset ovat useimmiten tärkeitä ja vaikeita ja päätöksentekijän harkinnan merkitys niiden tekemisessä on suuri suhteessa tosiasiatietoihin. Tähän on syynä pitkän aikajänteen mukanaan tuoma monimutkaisuuden ja huomioon otettavien tekijöiden määrän lisääntyminen. Myös käytettävissä oleva tieto on epätäydellisempää, tai sitä ei ole lainkaan. Realistinen investoinnin arviointi edellyttää monien tekijöiden taloudellista arviointia. Tällaisia tekijöitä voivat olla investointikohteen koko, tyyppi, sijainti ja investoinnin ajoitus, verotuksen huomioon ottaminen ja eri rahoitusvaihtoehtojen käytön merkitys. (Pellinen 2006.)

Investointilaskennan menetelmillä on monia vaikeasti ratkaistavia puutteita, jotka on hyvä pitää mielessä laskelmia laadittaessa ja arvosteltaessa. Tulevaisuutta ei voi mitata, mutta todennäköisyyksiä voidaan sisällyttää laskelmiin tai riskejä voidaan arvioida laskelmien ulkopuolella. Investointiin liittyvät tulot eivät ole yksiselitteisesti erotettavissa yrityksen muusta toiminnasta, mutta oletuksena yleensä pidetään, että kyseessä on niin sanottu täydellinen investointi, jossa investoinnin tulot ja menot voidaan täysin erottaa yrityksen muusta toiminnasta. Laskelmissa yleensä odotetaan, että pääomaa on saatavissa ja korko on vakio, vaikka tosiasiassa pääoma- ja korkomarkkinat eivät ole vakaat. (Pellinen 2006.)

Investointiin liittyvää epävarmuutta analysoidaan herkkyysanalyysin avulla. Herkkyysanalyysissä selvitetään, kuinka investoinnin kannattavuus muuttuu, jos yhden tai useamman kannattavuuskomponentin toteutuva arvo poikkeaa investointilaskelmassa käytetystä arvosta. (Uusi-Rauva et al. 1999.) Herkkyysanalyysin avulla voidaan tunnistaa ne tekijät, joiden vaikutus investoinnin kannattavuuteen on kaikkein voimakkain sekä ne tekijät joiden vaikutus kannattavuuteen on vähäisempi. Näin voidaan keskittyä kannattavuuden kannalta tärkeimpiin tekijöihin. (Neilimo & Uusi-Rauva 2005.)

## 4 TUULIVOIMAPUISTON INFRASTRUKTUURI

Tuulivoimapuiston infrastruktuuri koostuu sähköinfrastruktuurista sekä käyttöä ja huoltoa tukevasta rakennusinfrastruktuurista. Sähköinfrastruktuuri koostuu tuulivoimapuiston sisäisestä sähköverkosta, sähköasemasta ja sähköverkkoliitynnästä tuulivoimapuistoalueen ulkopuolelle. Rakennusinfrastruktuuri koostuu tuuliturbiinien perustuksista, nostoalueista, yhdysteistä voimaloiden välillä ja teistä, jotka liittävät puistoalueen Suomen tieverkkoon, jolla tarkoitetaan ajoneuvoliikenteen käytössä olevien Suomen teiden muodostamaa verkkoa. (Serrano Gonzalez et al. 2011.)

### 4.1 Tuulivoimapuiston sähköverkkoliityntä

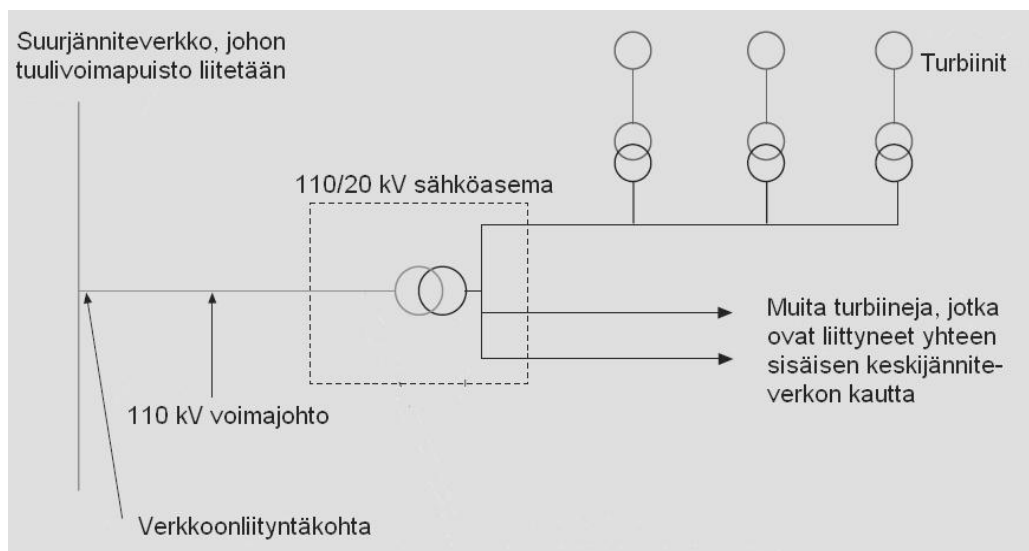
Tuulivoimapuiston sähköverkkoliitynnällä tarkoitetaan tuulivoimapuiston liittämistä sähköverkkoon, jota pitkin tuulivoimaloiden tuottama sähköenergia siirretään sähkön käyttäjille. (Serrano Gonzalez et al. 2011). Sähköverkko jaetaan kanta-, alue- ja jakeluverkoksi sähkön siirtojännitteen perusteella. Kantaverkko on sähkönsiirron runkoverkko, johon suuret voimalaitokset ja tehtaat sekä alueelliset jakeluverkot on liitetty. Fingridin omistamaan kantaverkkoon luetaan kuuluvaksi jännitteeltään 400 kV ja 220 kV jännitteiset johdot sähköasemineen ja osa 110 kV:n verkosta. Kantaverkkoon kuulumattomat 110 kV johdot ja sähköaseman sekä harvinaiset 30 ja 45 kV johdot muodostavat eri sähköyhtiöiden omistaman alueverkon. Jakeluverkkoa, jonka jännite on useimmiten 20 kV, käytetään sähkönsiirtoon kulutusalueilla pienille ja keskisuurille sähkönkäyttäjille. (Elovaara & Haarla 2011a.) Fingrid omistaa Suomen 110 kV:n voimajohdoista hieman yli puolet. 110 kV:n voimajohtoja Fingridillä on noin 7500 km (Fingrid 2013a) ja 85 eri verkonhaltijaa omistavat yhteensä 6689 km 110 kV:n verkkoa. (Energiavirasto 2014b). Tässä työssä käsitellään tuulivoimapuiston liittämistä Fingridin omistamaan sähköverkkoon. Suomen kantaverkon laajuus on esitetty kuvassa 4.1.





**Kuva 4.1.** Suomen kantaverkko (Fingrid 2013b).

Suomessa sähköverkonhaltijan tulee pyynnöstä ja kohtuullista korvausta vastaan liittää verkkoonsa tekniset vaatimukset täyttävät sähköntuotantolaitokset toiminta-alueellaan (Sähkömarkkinalaki 386/1995). Tuulivoimapuiston sähköverkkoon liittämistä koskevat tekniset vaatimukset on määritelty Fingrid Oyj:n yleisissä liittymisehdoissa (YLE2013) sekä Voimalaitosten järjestelmäteknisissä vaatimuksissa (VJV2013). Yleisillä liittymisehdoilla varmistetaan liitettävien verkkojen tekninen yhteensopivuus sekä määritellään liityntää koskevat oikeudet, vastuut ja velvollisuudet. (Fingrid 2012a.) Voimalaitosten järjestelmäteknisten vaatimusten asettamisella pyritään varmistamaan, että voimalaitos kestää voimajärjestelmän aiheuttamat jännite- ja taajuusvaihtelut eikä aiheuta häiriöitä voimajärjestelmässä, toimii eri käyttötilanteissa luotettavasti ja antaa Fingridin käyttöön sähköjärjestelmän ja sen käytön suunnitteluun ja käyttövarmuuden ylläpitoon tarvittavat tiedot voimalaitoksesta. (Fingrid 2013c.) Kuvassa 4.2 on esitetty periaatekuva tuulivoimapuiston liittämisestä sähköverkkoon.



**Kuva 4.2.** Periaatekuva tuulivoimapuiston liittämisestä sähköverkkoon (EWEA 2009, muokattu).

Kuvassa 4.2 tuulivoimapuistossa olevat tuuliturbiinit liittyvät yhteen sisäisen keskijänniteverkon kautta, joka liitetään tuulivoima-alueella sähköasemaan. Sähköasemalla jännitetaso nostetaan korkeammaksi alue- tai kantaverkkoon liittämistä varten. Sähköasemalta rakennetaan uutta 110 kV:n voimajohtoa kohti lähimpää olemassa olevaa 110 kV:n sähkönsiirtolinjaa, johon tuulivoimapuisto liitetään. (EWEA 2009.)

#### 4.1.1 Sähköverkkoliitynnän periaate

Suunniteltaessa tuulivoimapuiston sähköverkkoliityntää on puiston kokonaisteho merkittävin tekijä. Pienet puistot on järkevintä liittää suoraan olemassa olevaan 20 kV:n keskijänniteverkkoon. Isommilla puistoilla parhaana liittymisvaihtoehtona on 110 kV:n verkko joko olemassa olevan tai uuden sähköaseman kautta. Useiden satojen megawattien puistot taas kannattaa liittää suoraan 400 kV:n verkkoon. Paras liityntäpiste on jokin lähistöllä sijaitseva sähköasema, jonne rakennetaan haarojohto puiston sähköasemalta. Liittymispaikkaa valittaessa pitää ottaa huomioon olemassa olevan aseman ja sitä syöttävän verkon kapasiteetti, koska jonkinlaisia vahvistustoimenpiteitä verkolle joudutaan mahdollisesti tekemään. Tuulivoimapuiston sähköaseman ja liittymispisteen välinen yhteys voidaan rakentaa joko maakaapeli- tai avojohtorakenteella. Varsinkin pitkillä matkoilla on avojohto käytännöllisin vaihtoehto, koska kustannustehokas siirtomatka 110 kV:n maakaapelilla on todennäköisesti vain joitakin kilometrejä. (Mäkitalo 2008.)

Täysin yleispätevää sääntöä verkkoon liittymisestä ei ole, sillä verkon kokonaiskuormituskyky kaikki eri sähköntuotantotavat ja -suunnitelmat huomioiden on aina selvitettävä aluekohtaisesti verkonhaltijan toimesta. Liittyminen verkkoon sovitaan aina tapauskohtaisesti verkonhaltijan kanssa. (Fingrid 2013d.)

#### 4.1.2 Liityntätapa sähköverkkoon

Tuulivoimapuisto voidaan liittää Fingridin sähköverkkoon joko kytkinasemaliityntänä, joka on ensisijainen liityntätapa tai 110 kV:n voimajohtoliityntänä. Kytkinasemaliityntällä tarkoitetaan liittymistä kantaverkon 400 kV:n, 220 kV:n tai 110 kV:n kytkinlaitokseen. Lähellä kytkinasemaa suunnitteilla olevat liittynät tulee liittää suoraan kytkinlaitokseen eikä voimajohtoon. Liittyminen tapahtuu 400 kV:n kytkinlaitokseen, kun liitettävä teho on yli 250 MVA ja 110 kV:n tai 220 kV:n kytkinlaitokseen, kun liitettävä teho on alle 250 MVA. 110 kV:n voimajohtoliityntällä tarkoitetaan kiinteästi tai kytkinlaitteella kantaverkon 110 kV:n voimajohtoon liittyvää haarajohtoa tai sähköasemaa. Suomessa kantaverkon voimajohdot ovat maantieteellisistä siirtoetäisyyksistä johtuen pitkiä ja kytkinasemat harvassa. Tästä johtuen sallitaan liittynät myös 110 kV:n voimajohtoon huomioiden voimajohdon käytettävissä oleva siirtokapasiteetti ja muut tekniset ehdot. Voimajohtoliityntään liitettävän muuntajan suurin sallittu yksikkökoko on 25 MVA. Samaan liityntään voidaan kytkeä enintään kaksi muuntajaa kuitenkin siten, että niiden välinen keskijänniteverkko ei ole rinnankytketty. Voimajohtoon voidaan liittää sähköntuotantoa enintään 5 MVA, poikkeuksena enintään 25 MVA:n tuulivoimatuotanto, jonka oikosulkuvirransyöttö on rajoitettu 1,2 -kertaiseksi laitoksen nimellisvirrasta. (Fingrid 2013d.)

#### 4.1.3 Voimajohdot

Tuulivoimapuiston sähköverkkoliityntä olemassa olevaan sähkönsiirtoverkkoon toteutetaan ilmajohtorakenteella, koska avojohdot sähkönsiirtoyhteysmuotona maksavat selvästi vähemmän kuin kaapelit varusteineen. Suurjänniteverkoissa käytetään yleisimmin teräsvahvisteisia alumiinijohtimia. Eri johdintyypit on standardoitu ja niille on annettu johdon poikkipinnan määrittelevät nimet. Esimerkkeinä voidaan mainita keskijänniteverkoissa tavalliset johdot Sparrow, Raven ja Pigeon. Yleisesti 110 kV:n verkoissa käytettäviä johtoja ovat Suursavo, Ostrich, Duck ja Condor sekä lähinnä 400 kV:n verkoissa käytetty Finch. Johtimen poikkipinnan määräävät taloudelliset näkökohdat. Lisäksi on tarkastettava, että jännitteenalenema pysyy kohtuullisena eikä johdin lämpene huipukuormitusvirran ja oikosulkuvirran vaikutuksesta. (Elovaara & Haarla 2011b.)

Eri voimansiirtojännitteillä käytetään erilaisia pylväsrakenteita. Pylväät voidaan yksinkertaisemmillaan jakaa vapaasti seisoviin ja harustettuihin pylväisiin. Harustetut pylväät voidaan jakaa puu-, putki- ja alumiinipylväisiin. Vapaasti seisovat pylväät ovat yleensä teräsristikkopylväitä ja niitä käytetään, kun halutaan kaventaa johtokatua. (Ojakaski & Puranen 2011.) Eniten käytetty pylvästyyppeä Suomessa 110 ja 220 kV:n voimajohtojen harustettu puinen portaalipylväs, joka on ratkaisuna kevytrakenteinen ja edullinen (Elovaara & Haarla 2011b). Harustettu portaalipylväs on yleisin ratkaisu myös 400 kV:n voimajohtojen harustetuilla (Fingrid 2013e).

Johtojen suunnitteluun kuuluvat johtoreitin valinta, maastotutkimukset lupamenettelyineen, pylväiden sijoitussuunnittelu ja yksityiskohtaiset pylväs-, perustus- ja johdinlaskut. Johtoreittiä valittaessa on otettava huomioon asutustaajamat, tulevat muunto-

asemien paikat, vesistöt, suojelualueet, ympäristönäkökohdat, maaston tyyppi ja käyttö, tiet sekä telejohdot. Pylväiden paikat, pituudet ja vahvuudet valitaan maastotutkimustulosten perusteella mahdollisimman taloudellisesti. (Elovaara & Haarla 2011b.)

#### 4.1.4 Sähköverkkoliittymän suunnittelu

Tuulivoimapuiston sähköverkkoliittymäratkaisun vaihtoehdot ovat usein rajalliset, koska verkkoliittymän määrittää paikallinen verkkoyhtiö. Verkkoliittymän suunnittelun lähtökohtana on kartta, johon on merkitty tuuliturbiinien sijainnit sekä läheiset sähköverkkoyhteydet ja sähköasemat, joihin tuulivoimapuisto on mahdollista liittää. Kun tunnetaan kaikki mahdolliset suurjännitelinjat alueella, tavoitteena on saada ratkaisu, joka on teknisesti kelvollinen ja kokonaiskustannuksiltaan mahdollisimman edullinen. (Serrano Gonzalez et al. 2011.)

Yleisesti sähköverkkoliittymän suunnittelutehtävä voidaan esittää tietyn ajanjakson  $T$  aikana syntyvien sähköverkon ja verkon komponenttien investointi-, häviö-, keskeytys- ja ylläpitokustannuksista muodostuvien kokonaiskustannusten nykyarvon minimointitehtävänä yhtälön (4.1) mukaisesti.

$$\min \sum_1^T K_{inv}(t) + K_{häv}(t) + K_{kesk}(t) + K_{kun}(t), \quad (4.1)$$

jossa  $K_{inv}(t)$  on investointikustannukset vuonna  $t$ ,  $K_{häv}(t)$  häviökustannukset vuonna  $t$ ,  $K_{kesk}(t)$  keskeytyskustannukset vuonna  $t$ ,  $K_{kun}(t)$  kunnossapitokustannukset vuonna  $t$  ja  $T$  ajanjakson pituus. (Lakervi & Partanen 2008.)

Investointikustannukset ovat luonteeltaan kertakustannuksia. Muut kustannukset ovat koko käyttöjaksolle jaksottuvia yleensä vuotuiskustannuksina käsiteltäviä kustannuksia. Osa komponenttien eliniän aikana syntyvistä jaksollisista kustannuksista kuten muuntajan tyhjäkäyntihäviöt ja ylläpitokustannukset pysyvät vakiona ja osa kustannuksista kuten kuormitushäviöt ja keskeytyskustannukset muuttuvat käyttöjakson aikana. (Lakervi & Partanen 2008.) Häviökustannuksia syntyy niin johtimissa, muuntajissa kuin kaikissa muissakin komponenteissa, joiden kautta kuormitusvirta kulkee. Häviökustannuksia muodostuu myös piirin tyhjäkäynnissä eli tilanteessa, jolloin kuormitusta ei ole. Keskeytyskustannukset muodostuvat toimittamatta jääneen energian hinnasta pysyvien vika- ja työkeskeytysten aikana sekä vian korjaamisesta aiheutuneista kustannuksista. Käyttö- ja kunnossapitokustannukset muodostuvat verkon ylläpidosta, jonka tarkoituksena on pitää sähköverkko teknisesti toimintakuntoisena, turvallisuusmääräykset täyttävänä ja huolehtia siitä, että verkkoa ei tarvitse uusia ennen aikaisesta ennen suunnitellun käyttöiän päättymistä. (Mäkitalo 2008.)

## 4.2 Tuulivoimapuiston sisäinen sähköverkko

Tuulivoimapuiston sisäisellä sähköverkolla tarkoitetaan tuulivoima-alueella kulkevaa keskijänniteverkkoa, joka yhdistää alueella olevat tuulivoimalat keskenään ja joka liitetään tuulivoima-alueella sähköasemaan (Serrano Gonzalez et al. 2011). Tuulivoimapuiston sisäiseen keskijänniteverkkoon kuuluvat tuulivoimaloiden muuntajat, keskijännitekojeisto, keskijännitekaapeliverkko ja sähköasema (Mäkitalo 2008).

Suomessa keskijänniteverkon jännitetaso on tyypillisesti 20 kV, joka on yleisimmin tuulivoimapuistoissa käytetty jännitetaso. Myös 30 kV:n keskijännitetasoa voidaan käyttää, mutta 30 kV:n jännitteen suuremmat erityisvaatimukset ja pienempi kysyntä nostavat komponenttien hintaa noin 10 – 20 % vastaaviin 20 kV:n komponentteihin verrattuna. Tätä suuremmilla jännitteillä rajoituksia asettavat verkostokomponenttien heikko saatavuus ja korkeat hinnat. (Mäkitalo 2008.)

Tuulivoimapuiston keskijänniteverkko rakennetaan säteittäiseksi. Myös mahdollisia varayhteyksiä voidaan verkkoon rakentaa, mutta normaalisti verkkoa käytetään säteittäisenä. Useimmissa tapauksissa sisäinen verkko toteutetaan kaapeliratkaisuna ja ilmajohtoja käytetään vain poikkeustapauksissa ja tiettyjen voimaloiden välillä. Avojohdot ovat halvempia, mutta niiden maisemavaikutus ja tilantarve ovat suuremmat ja johdot voivat rajoittaa muun muassa rakentamisen aikaista nosturien liikuttamista ja niiden käyttöä. (EWEA 2009.)

### 4.2.1 Sisäisen sähköverkon suunnittelu

Tuulivoimapuiston sisäisen sähköverkon tulee olla teknisesti luotettava ja taloudellisesti kannattava kokonaisuus. Taloudellisten ja teknisten tekijöiden lisäksi verkoston suunnittelussa ja komponenttien valinnassa huomioidaan myös käyttöpaikan asettamat vaatimukset. Sisäisen sähköverkon suunnittelussa käytettävät tärkeimmät lähtötiedot ovat suunnitellun tuulivoimapuiston voimaloiden lukumäärä ja yksikkötehot. Tietoa tarvitaan myös voimaloiden keskinäisestä sijoituksesta, mahdollisista uusien sähköasemien paikoista sekä puiston sisäisestä tiesuunnitelmasta, koska kaapeliverkko on taloudellisinta rakentaa teiden viereen. Suunnittelussa tarvitaan tietoa myös komponenttien sähköisistä ominaisuuksista, yksikköhinnoista ja taloudellisista parametreista kuten puiston suunnittelusta käyttöiästä, korkokannasta ja häviöenergian hinnasta. (Mäkitalo 2008.)

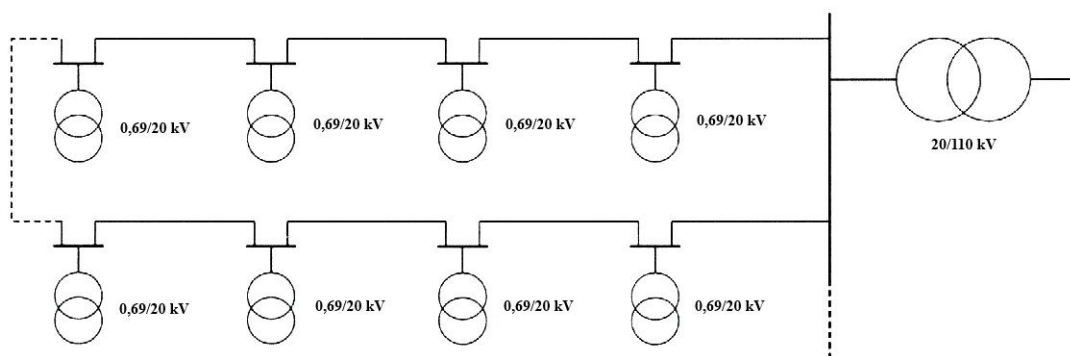
Tuulivoimapuiston sisäisen keskijänniteverkon kaapelireitit on taloudellisinta sijoittaa puiston sisäisten teiden varteen, koska tieverkoston rakentamiskustannukset ovat huomattavasti kalliimmat kuin kaapeliverkon eikä useimmiten ole taloudellisesti järkevää tehdä erikseen reittejä kaapeloinnille ja tieverkostolle. Kaapeleiden sijoittaminen teiden läheisyyteen alentaa myös kaapeliverkon huolto- ja kunnossapitokustannuksia ja lyhentää viankorjausaikoja. (Mäkitalo 2008.)

Tuulivoimapuiston sähköasema kannattaa sijoittaa lähelle tuotantoyksiköitä siirtohäviöiden minimoimiseksi. Tällöin optimaalisin sähköaseman paikka on suurin piirtein puiston keskipisteessä. Sähköaseman sijoittamisessa on kuitenkin huomioitava kaapelointiin nähden kalliin 110 kV:n suurjännitejohdon rakentamiskustannukset. Näin ollen

keskijännitekaapeleiden rakennus- ja siirtohäviökustannuksia optimoidaan suhteessa 110 kV:n johdon rakennuskustannuksiin. Myös mahdolliset puiston laajentamissuunnitelmat on huomioitava sähköaseman paikan sijoittelussa. Sähköasemalle pitää olla olemassa myös hyvä huoltotieyhteys muualta tieverkosta. (Mäkitalo 2008.)

#### 4.2.2 Sisäinen keskijänniteverkko

Tuulivoimapuiston sisäinen keskijänniteverkko koostuu keskijännitekaapeleista, keskijännitekytkinlaitteista ja tuulivoimalamuuntajista. Sisäisen keskijänniteverkon kokonaisuuteen vaikuttavat käytetty jännitetaso, kaapelit, keskijännitekojeistot, tuulivoimaloiden lukumäärät ja sijainnit. Kuvassa 4.3 on esitetty periaatekuva tuulivoimapuiston keskijänniteverkosta, jossa molempiin kahdesta keskijännitehaarakaapelista on liitetty neljä turbiinia.



**Kuva 4.3.** Periaatekuva tuulivoimapuiston keskijänniteverkosta (Mäkitalo 2008).

Yksittäiset voimalat liitetään muuntajan ja kytkinlaitteiden kautta keskijännitekaapeliin, joka kytketään sähköasemaan. Tuulivoimapuistossa kaapeleiden määrä riippuu puiston voimaloiden määrästä, voimaloiden jaottelusta kaapeleihin ja puiston kokonaistehosta. Kuvassa 4.3 0,69/20 kV:n muuntajalla tuuligeneraattoreiden napajännite 690 V nostetaan keskijänniteverkon jännitetasolle 20 kV. Yksittäiset voimalat liitetään muuntajan ja kytkinlaitteiden kautta keskijännitekaapeliin, joka kytketään sähköasemaan. Kantaverkkoon liittämistä varten 20/110 kV:n muuntajalla jännitetaso nostetaan korkeammaksi. (Mäkitalo 2008.)

Tuulivoimapuiston keskijänniteverkon kaapeliverkon suunnittelussa mitoittavana tekijänä on useimmiten johtimien suurin sallittu kuormitettavuus. Suurin sallittu jännitteenalenema ei yleensä tuo suuriakaan rajoituksia, koska kaapeleiden pituudet ovat useimmiten kilometrin luokkaa. Kaapelilajin ja johtimen poikkipinta-alan valinnassa pääpaino on kaapelin taloudellisuudella ja kuormitettavuudella asennuspaikan asettamat mekaaniset vaatimukset huomioiden. Kaapeleiden kuormitettavuuden perusteella voidaan määrittää kaapeliin liitettävien voimaloiden enimmäismäärä. Taulukossa 4.1 on esitetty kullekin kaapelille kaapelin poikkipinta-alan mukainen enimmäismäärä voimaloita, joita kyseiseen kaapeliin voidaan liittää. (Mäkitalo 2008.)

**Taulukko 4.1.** Suurimmat kaapeliin liitettävät tuulivoimalamäärät eri kaapeleille 20 kV:n jännitetasolla, kun voimalan yksikköteho on 3 MW (Mäkitalo 2008).

Kaapelin poikkipinta-ala	Voimaloiden lukumäärä
70 mm <sup>2</sup>	2
95 mm <sup>2</sup>	2
120 mm <sup>2</sup>	3
150 mm <sup>2</sup>	3
185 mm <sup>2</sup>	3
240 mm <sup>2</sup>	4
300 mm <sup>2</sup>	5

Taloudellisinta kaapelin poikkipinta-alaa määritettäessä lasketaan johtolähdöllä syntyvät häviöt ja niiden hinta koko suunnitellulta pitoajalta diskontattuna nykyhetkeen. Taulukossa 4.2 on esitetty 20 kV:n kaapeleiden taloudellisimmat poikkipinta-alat 3 MW:n voimaloille. Taulukossa voimaloiden lukumäärä tarkoittaa kaapeliin liitettävien voimaloiden enimmäismäärää.

**Taulukko 4.2.** 20 kV:n kaapeleiden taloudellisimmat poikkipinta-alat 3 MW:n voimaloille (Mäkitalo 2008).

3 MW:n voimaloiden lukumäärä	Kaapelin poikkipinta-ala (mm <sup>2</sup> )
1	95 mm <sup>2</sup>
2	150 mm <sup>2</sup>
3	185 mm <sup>2</sup>
4	300 mm <sup>2</sup>
5	300 mm <sup>2</sup>

Keskijännitekytkinlaitteiden avulla voimalaitokset liitetään keskijännitekaapeliin. Tähän käytetään RMU- kojeistoa (Ring Main Unit), joka mahdollistaa usean voimalaitoksen liittämisen yhteen kaapeliin. Voimalan rungon sisällä sijaitsevan RMU - kojeiston on mahdollista voimalan rungossa sijaitsevasta ovesta, mikä rajoittaa kojeiston kokoa. Markkinoilla on saatavilla RMU- kojeistoja, jotka on optimoitu tuulivoimakäyttöä varten. Nämä kojeistot ovat kokonsa puolesta kompakteja ja niistä on saatavilla sekä 20 kV:n että 30 kV:n malleja. (Mäkitalo 2008.)

Tuulivoimaloiden muuntajat on sijoitettu voimalan kojetilaan generaattorin läheisyyteen. Muuntajan sähköinen mitoitus riippuu generaattorin nimellistehosta, esimerkiksi 3 MW:n voimaloissa käytetään yleensä noin 3300 kVA:n öljytäytteisiä 3-vaiheisia muuntajia, mutta myös kolmen samansuuruisen 1-vaiheisen muuntajan käyttäminen on

mahdollista. Muuntajan alajännitepuolen pääjännite on yleensä 690 V, mikä on useiden tuuligeneraattoreiden napajännite. Tehoon nähden pieni jännite tarkoittaa suuria virtoja muuntajan ensiöpiirissä. Muuntajalla 690 V:n jännitetaso nostetaan suuremmaksi 20 kV:n tai 30 kV:n siirtohäviöiden minimoimisen vuoksi. (Mäkitalo 2008.)

### 4.2.3 Sähköasema

Suuremmille tuulivoimapuistoille rakennetaan oma puistokohtainen sähköasema, koska olemassa olevien sähköasemien hyödyntäminen on usein rajoitteellista. Tämä johtuu siitä, että voimala-alueet sijaitsevat pääosin etäällä jo olemassa olevista sähköasemista ja niiden usein rajallinen kapasiteetti vaatisi asemille tehtäviä vahvistuksia joka tapauksessa ainakin päämuuntajakapasiteettia lisäämällä. (Mäkitalo 2008.)

Yleensä tuulivoimapuistojen sähköasemat ovat melko pelkistettyjä eivätkä ne poikkea juurikaan tavanomaisesta sähköasemasta. Tyypillinen ratkaisu tuulivoimapuiston liittämiseksi sähköverkkoon on 110/20 kV:n ilmaeristeinen sähköasema. (Mäenpää 2013.) Sähköaseman rakenne riippuu suuresti laitoksen läpi siirrettävästä tehosta ja siitä, millaiseen verkkoon ja moneenko johtoon asema liittyy (Elovaara & Haarla 2011b).

Suunniteltaessa tuulivoimapuiston sähköasemaa on puiston kokonaisteho ratkaiseva tekijä sen määrittäessä asemalla tarvittavan päämuuntajakapasiteetin. Lisäksi on huomioitava sähköaseman käyttövarmuus, johon vaikuttaa asemalla käytettävät kiskojärjestelmät. Laajalle alueelle sijoittuvan ja teholuokaltaan yli 100 MW:n tuulivoimapuiston tapauksessa kannattaa myös tarkastaa, onko taloudellisesti järkevää rakentaa alueelle kaksi erillistä sähköasemaa yhden sijaan. (Mäkitalo 2008.)

Sähköaseman komponentteja ovat päämuuntaja, keski-jännitekojeistot ja 110 kV:n kytkinlaitteet (Mäkitalo 2008). Sähköasemalla sijaitsevat myös ohjaus-, suojaus- ja valvontalaitteisto sekä kompensointilaitteisto, jos sille on tarvetta. Sähköasemalle ei sijoiteta ylimääräisiä laitteita ja etäisyydet pyritään pitämään pieninä. Laitteiden sijoittelussa tulee ottaa huomioon käytettävissä oleva tila, johtojen tulosuunnat ja tulevaisuuden varaukset. (Mäenpää 2013.)

Päämuuntaja on sähköaseman tärkein ja kallein komponentti. Asemalla vähintään tarvittava päämuuntajakapasiteetti määräytyy teoriassa tuulivoimapuiston kokonaistehosta. Myös mahdollinen voimalakapasiteetin lisääminen tulevaisuudessa täytyy ottaa huomioon päämuuntajakapasiteettia määritettäessä. Yksi oleellisista kysymyksistä on myös päämuuntajien lukumäärä. Asemalla voi olla yhden muuntajan sijasta myös useampia muuntajia. Useat muuntajat ovat nimellisteholtaan samansuuruisia rinnankykyviä muuntajia, mutta asemalle voi olla myös asennettuna varamuuntaja, joka otetaan tarvittaessa käyttöön. Yhden muuntajan tilanne on investointi- ja häviökustannuksiltaan taloudellisesti kannattavampi kuin kahden muuntajan tilanne. Kuitenkin yhden muuntajan vikaantuessa menetetään puiston koko tuotto keskeytysajalta, mutta kahden muuntajan tapauksessa tuulivoimapuiston osittaista käyttöä voidaan jatkaa. Päämuuntajien optimaalisinta lukumäärää määritettäessä lasketaan eri vaihtoehdoille investointi-, häviö- ja keskeytyskustannukset koko pitoajalta ja verrataan saatuja tuloksia keskenään. (Mäkitalo 2008.)



Keskijännitekojeisto yhdistää muuntajan alajännitepuolen kokoojakiskon kautta keskijännitejohtoihin. Keskijännitekojeisto koostuu johtolähtöjen ja päämuuntajien kennoista, mittauskennoista sekä mahdollisista muista katkaisija- ja erotinkennoista. Keskijännitekojeiston kennoilla on yhteinen kokoojakisko, joka kulkee koko kojeiston lävitse. Kokoojakiskot voivat olla 1-kisko, 1-kisko-apukisko-, 2-kisko- tai duplex -järjestelmiä. Keskijännitekojeiston pääkomponentteja ovat katkaisija, erotin, maadoituserotin, tarvittavat mittamuuntajat ja ohjaus- ja suojauslaitteet. Tarvittavien lähtöjen määrän määrittelee puiston voimalaryhmien lukumäärä. Jokainen kaapeliryhmä kytketään keskijännitekennoon, josta sähkö siirretään kokoojakiskon kautta päämuuntajalle. Tuulivoimapuiston tapauksessa tehonsiirtosuunta on siis vastakkainen verrattuna perinteiseen sähköasemaan, mikä asettaa varsinkin johtolähtöjen suojaukselle erityisvaatimuksia. (Mäkitalo 2008.)

110 kV kytkinlaitteilla kytketään asemaan liitetyt 110 kV:n johdot ja päämuuntajan yläjännitepuoli toisiinsa (Mäkitalo 2008). 110 kV:n kytkinlaitteet liittävät 110 kV:n johdot ja päämuuntajan sähköaseman kytkinkentällä sijaitseviin ns. kokoojakiskoihin. Jos kokoojakiskoon liitytään katkaisijan avulla, kiskoa kutsutaan pääkiskoksi. Kokoojakiskoa, johon liitytään erottimella, kutsutaan apukiskoksi. (Elovaara & Haarla 2011b.) Pienellä asemalla järjestelmä voi olla kiskoton, mutta suuremmilla asemilla käytetään käyttövarmuuden takia erilaisia kokoojakiskoratkaisuja, jotka voivat olla yksi- tai monikiskojärjestelmiä. Monikiskojärjestelmän huonoina puolina verrattuna esim. yksikiskojärjestelmään ovat komponenttien suurempi lukumäärä ja sitä kautta korkeampi hinta. Toisaalta monikiskojärjestelmän käyttövarmuus on korkeampi kuin kiskottoman tai yksikiskojärjestelmän, jolloin keskeytysajat ovat lyhemmät. Tuulivoimapuiston 110 kV:n kytkinlaitteet kannattaa rakentaa ilmaeristeisinä, koska aseman fyysinen koko ei useinkaan ole esteenä. (Mäkitalo 2008.)

### 4.3 Tuulivoimapuiston tiet

Tuulivoimapuistossa teitä tarvitaan tuulivoimalan osien kuljettamiseen asennuspaikalle sekä voimaloiden käytönaikaisten huoltotöiden suorittamiseen (Paakkari 2011). Tuulivoima-alueen sisäinen tieverkosto koostuu teistä tuulivoima-alueen sisällä sekä nosto-alueista. Nostoalueilla tarkoitetaan voimaloiden juurelle rakennettavia asennuskenttiä, jotka toimivat voimaloiden noston aikana nostoalustana kestäen nosturin ja nostettavan kappaleen yhteispainon. Tuulivoima-alueen sisäinen tieverkosto on liitettävä maanteistä, kunnallisista katuverkoista ja yksityisteistä koostuvaan Suomen tieverkkoon. Liittyminen voi vaatia joko uuden tieliittymän rakentamista tai olemassa olevan liittymän parantamista. (Keski-Suomen liitto 2012.) Tuulivoimapuistoon tarvittavien teiden määrä riippuu tuulivoimapuiston sijaintipaikasta suhteessa valtakunnalliseen tieverkkoon ja tuuliturbiinien keskinäisestä sijainnista tuulivoimapuistoalueella (Serrano Gonzalez et al. 2011).

### 4.3.1 Tuulivoimapuiston teiden suunnittelu

Tuulivoimapuiston teiden ja nostoalueiden suunnittelu edellyttää pohjatutkimuksia, joita tehdään nostoalueilla ja uusien tielinjausten sekä mahdollista vahvistamista tarvitsevien vanhojen tielinjausten alueilla. Pohjaolosuhteiden tutkimusten tarkoituksena on selvittää rakennelman perustusten alle jäävien maakerrosten koostumus ja ominaisuudet, jotta osataan suunnitella oikeanlaiset ja riittävän kantavat pohjarakenteet. Teiden ja nostoalueiden osalta selvitetään mahdolliset erityistoimenpiteitä vaativat kohteet. Pehmeiköt ja suot vaativat massanvaihtoa ja kallion pinta saattaa ennakoida merkittävää määrää louhintaa. Yleisimmin käytettyjä pohjatutkimusmenetelmiä ovat erilaiset kairaukset. (Kriikkula 2013.)

Teiden ja nostoalueiden pohjarakenteet mitoitetaan rakentamisvaiheen kuormitusten mukaan. Tie- ja nostoalueille määritetään kantavuusvaatimukset, sallitut painumat ja vakavuus- ja painumatarkastelut. Teiden ja nostoalueiden suunnittelussa määritetään tarvittavat tierakenteen paksuudet, rakennekerroksissa käytettävät materiaalit, rakennekerroksille tehtävät tiivistystoimenpiteet ja niissä tarvittavan kaluston ominaisuudet. Vaihtelevissa pohjaolosuhteissa rakennekerrosten paksuudet pitää suunnitella ottaen huomioon myös pohjamaan kantavuuden vaihtelut. (Kriikkula 2013.)

### 4.3.2 Puistoalueen sisäinen tieverkko

Tuulivoimaloiden välisten yhdysteiden laajuus riippuu merkittävästi voimaloiden keskinäisestä sijainnista puistoalueella (Serrano Gonzalez et al. 2011). Tuulivoimapuiston tieverkoston suunnittelussa pitää ottaa huomioon suurten nostureiden ja kuljetuskaluston pääsy voimalan pystytyspaikalle sekä mahdolliset vuokrasopimukset ja lupa-asiat. Rajoituksia on varsinkin teiden kantavuudelle, leveydelle ja mutkaisuudelle. Olemassa olevaa tieverkkoa pyritään hyödyntäminen, vaikka vahvistuksia jouduttaisiinkin tekemään. (Mäkitalo 2008.) Sisäisen tieverkoston vaatimukset määrittää tuulivoimalaitoksen toimittaja. Huoltoteiden pinta on tyypillisesti murskettua tai luonnon soraa ja tien rakenne mitoitetaan 24 tonnin kuormalle. Turbiinitoimittajasta riippuen teiden tulee olla noin 5 – 7 metriä leveitä, teiden maksimijyrkkyys noin 10 % ja minimikaarevuussäteen 50 m. Nostoalueet ovat tyypillisesti mitoiltaan noin 75 m × 40 m ja tasattu 1 % kaltevuuteen. Pintamateriaalina käytetään murskaa tai luonnon soraa ja rakenne mitoitetaan 120 tonnin nosturille. (Pöyry 2010.)

### 4.3.3 Puistoalueen liittäminen Suomen tieverkkoon

Puistoalueen ulkopuolisen tieverkon kattavuus ja liittymismahdollisuudet vaikuttavat tuulivoimapuiston liittämiseen valtakunnalliseen tieverkkoon (Serrano Gonzalez et al. 2011). Tuulivoimapuiston sisäisen tieverkon liittäminen Suomen tieverkkoon toteutetaan noudattamalla Liikenneviraston asettamia ohjeita. Liikennevirasto on ohjeistanut, että maanteillä, joilla ei ole liittymäkieltoa, tieliittymä voidaan myöntää kohtaan, jossa sen sijainti ja käyttö eivät vaaranna liikenneturvallisuutta. Pääteillä on yleensä liittymä-

kielto, mutta mikäli kiinteistön tarkoituksenmukainen käyttö sitä vaatii eikä liittymästä eikä sen käytöstä aiheudu vaaraa liikenneturvallisuudelle, uusi liittymä on mahdollista rakentaa. Moottori- ja moottoriliikenneteille voidaan liittyä vain eritasoliittymien kautta. (Liikennevirasto 2012.) Suomen tieverkkoa pidetään erittäin kattavana ja se mahdollistaa tuulivoiman rakentamisen eri puolille Suomea (Paakkari 2011). Koko Suomen tieverkon pituus on noin 454 000 kilometriä. Tästä valtion omistamia maanteitä on noin 78 000 kilometriä, kuntien ylläpitämää katuverkkoa noin 26 000 kilometriä ja yksityis- ja metsäautoteitä noin 350 000 kilometriä. (Liikennevirasto 2013.)

## 4.4 Perustukset

Tuulivoimalan perustuksen tarkoitus on pitää tuulivoimala suorassa ja kannatella voimalan painoa. Perustuksen täytyy pitää tuulivoimala pystyssä painumatta, kallistumatta ja kaatumatta koko suunnitellun käyttöikänsä. Perustukset rakennetaan teräsbetonista, jonka paino valitaan niin, että se tarjoaa vastuksen ja estää turbiinin kaatumisen kaikkein äärimmäistenkin olosuhteiden aikana. (Manwell et al. 2002.) Perustusten teknisessä suunnittelussa käytetään hyväksi tuulivoimaluokkia ja suunnittelun kriteerinä käytetään kerran 50 vuodessa voimalan sijaintipaikalla esiintyvää äärimmäistä tuulennopeutta. Sijaintipaikasta riippuen kyseinen tuulennopeus on välillä 45 – 70 m/s. (EWEA 2009.)

### 4.4.1 Perustusten mitoituskriteerit

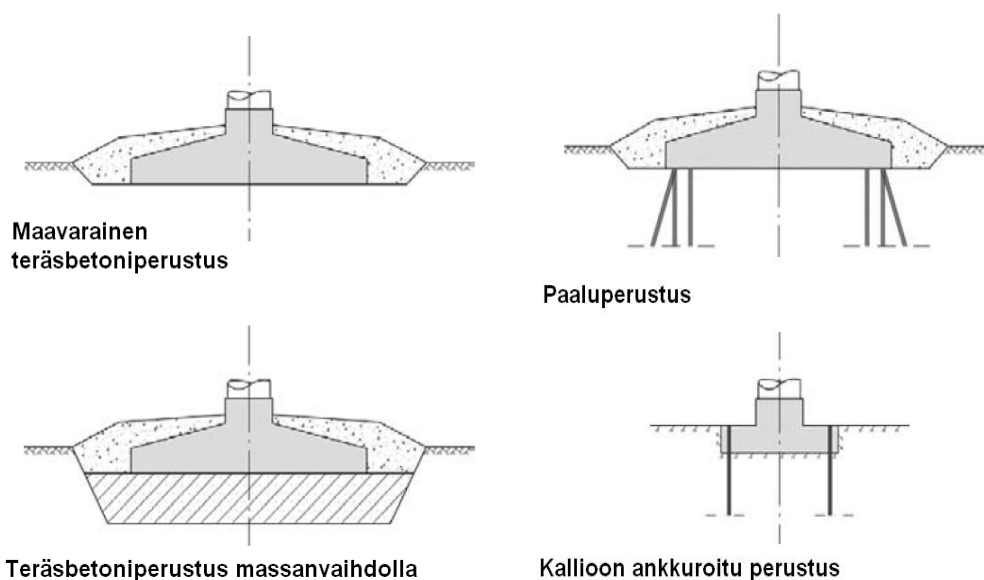
Perustusten suunnittelun lähtökohta on maaperätutkimukset, joiden tavoitteena on hankkia riittävät lähtötiedot voimaloiden ja niiden perustamisen suunnittelua sekä kustannusarvioiden laadintaa varten. Käytettävät tutkimusmenetelmät ja niiden määrä riippuvat paikallisista maaperäolosuhteista. Pohjatutkimusten avulla selvitetään voimaloiden sijoitusalueiden pohjaolosuhteet kuten maaperän laatu, ominaisuudet ja maakerrosten paksuudet, kallion pinnan korkeusasema ja kallion laatu sekä pohjavedenpinnan korkeus. Näiden tutkimusten avulla voidaan määrittää voimaloiden perustamistapa ja voimaloiden paikat voidaan optimoida rakentamisen kannalta edullisimmaksi. (Pöyry 2010.)

Perustusten rakennussuunnittelussa käytettäviä kriteerejä ovat mitoituskuormat, maaperän kantokestävyys, rakenteiden painuminen, kaatuminen ja liukuminen sekä värähtely. Perustusten koon kannalta mitoittavin tekijä on kaatuminen. Mitoituskuormat ovat riippuvaisia tuulivoimalan fyysisistä mitoista sekä tuulen aiheuttamista voimalan siipiin kohdistuvista vaakasuuntaisista kuormituksista. Maaperän kantokestävyydellä ilmaistaan sitä kuormitusta, jonka maaperä kestää murtumatta. Kantokestävyys riippuu maan ominaisuuksien lisäksi usein kuorman suuruudesta. Liukumisen estäminen on erityisen tärkeää silloin, kun perustetaan kaltevan kallion varaan tai silloin kun rakenteeseen kohdistuvat vaakakuormat ovat huomattavan suuria. Voimaloiden lapojen pyörimisliikkeestä aiheutuvat värähtelyt kasvavat tuulivoimaloiden mittojen kasvaessa. Jos roottorin pyörimistaajuus käy lähellä rakenteiden ominaistaajuutta, rakenteiden värähtely voimistuu erityisen suureksi, mikä heikentää tuulivoimalan tehokkuutta ja voi pa-

himmillaan aiheuttaa rakenteiden pettämisen. Tuulivoimalan rakenteiden ominaistajuus pyritään suunnittelemaan suuremmaksi kuin roottorin suurin mahdollinen pyörimistäajuus. (Kriikkula 2013.)

#### 4.4.2 Perustustavat

Tuulivoimaloiden perustamistavan valinta riippuu jokaisen yksittäisen voimalapaikan pohjaolosuhteista. Pohjatutkimusten perusteella jokaiselle tuulivoimalalle valitaan erikseen sopivin ja kustannuksiltaan edullisin perustamistapavaihtoehto. Tuulivoimalan perustus voidaan toteuttaa maavaraisena teräsbetoniperustuksena, teräsbetoniperustuksena massanvaihdolla, teräsbetoniperustuksena paalujen varassa tai kallioankkuroituna teräsbetoniperustuksena tapauksissa, joissa kalliopinta on näkyvissä ja lähellä maanpinnan tasoa. Kuvassa 4.4 on esitetty periaatekuvat tuulivoimaloiden perustustavoista.



**Kuva 4.4.** Tuulivoimaloiden perustustavat (EPV 2010).

Tuulivoimala voidaan perustaa maanvaraisesti silloin, kun tuulivoimalan alueen maaperä on riittävän kantavaa. Tällaisia kantavia maaperiä ovat muun muassa erilaiset moreenit, luonnonsora ja sekarakeiset hiekat. Maavaraisessa teräsbetoniperustuksessa perustuksen alta poistetaan orgaaniset sekä pintamaakerrokset noin 3 – 4 m syvyyteen saakka ja perustus tehdään valuna ohuen rakenteellisen mursketäytön päälle. Teräsbetoniperustuksen vaadittava koko on noin 20 m x 20 m tai 25 m x 25 m riippuen tuuliturbiinitoimittajasta ja turbiinin koosta. Perustuksen korkeus vaihtelee 1 – 3 metrin välillä voimalan koosta riippuen. (EPV 2010.)

Teräsbetoniperustus massanvaihdolla tehdään niissä tapauksissa, joissa tuulivoimalan alueen maaperä ei ole riittävän kantavaa. Perustusten alta kaivetaan ensin löyhät pintamaakerrokset pois ja kaivussyvyys, jossa saavutetaan tiiviit ja kantavat maakerrokset, on yleensä 5 – 8 m. Kaivanto täytetään karkearakeisella painumattomalla maamateriaalilla kuten murskeella tai soralla ja ohuissa kerroksissa tehdään tiivistys täry- tai

iskutiivistyksellä. Täytön päälle teräsbetoniperustukset valetaan kuten maanvaraisessa teräsbetoniperustuksessa. (EPV 2010.)

Teräsbetoniperustusta paalujen varassa käytetään tapauksissa, joissa maan kantokyky ei ole riittävä eikä massanvaihto ole enää teknistaloudellisesti toteutuskelpoinen vaihtoehto, koska kantamattomat kerrokset ulottuvat niin syvälle. Paalutetussa perustuksessa orgaaniset pintamaat kaivetaan pois ja perustusalueelle ajetaan ohut rakenteellinen mursketäyttö, jonka päältä tehdään paalutus. Teräsbetoniperustus valetaan paalujen varaan. Paalutyypin valintaan ja kokoon vaikuttavat pohjatutkimustulokset, paalukuormat ja rakentamiskustannukset. Pohjatutkimustulokset määrittävät maa-ainesten kantokyvyn ja kantamattoman maakerroksen syvyyden. (EPV 2010.)

Kallioankkuroitua teräsbetoniperustusta käytetään, kun kalliopinta on näkyvissä ja lähellä maanpinnan tasoa. Kallioon louhitaan varaus perustusta varten ja kallioon porataan reiät teräsankkureille, joiden määrä ja syvyys riippuvat kallion laadusta sekä tuuli-voimalan kuormista. Teräsbetoniperustukset valetaan kallioon tehdyn varauksen sisään teräsankkurin ankkuroinnin jälkeen. Kallioankkurointia käytettäessä perustuksen koko on yleensä muita perustustyyppisiä pienempi. (EPV 2010.)

## 5 TUULIVOIMAPUISTON KANNATTVUUS

Syöttötariffin piirissä oleva tuulivoimatuotanto on kannattavaa, jos tuottajan saamat tulot sähkön myynnistä sähkömarkkinoille ja syöttötariffista sekä tuottajan investoinnista saama kate on suurempi kuin investointi-, käyttö- ja ylläpitokustannukset yhteensä (TEM 2009b). Mikkosen (2011) mukaan Suomen tariffitaso näyttäisi olevan riittävä uusille tuulivoimaloille, jotka on asennettu hyvätuuliselle paikalle. Korotettu syöttötariffi ensimmäisten kolmen vuoden ajan näyttäisi kuitenkin olevan monelle Suomen hankkeelle välttämätön. Mikkosen (2011) tutkimuksessa mukana olleista voimalahankkeista vain yhden hankkeen koko elinkaaren aikaiset tuotannosta saatavat tulot ylittivät tuotantokustannukset. Vanhemmilla ja pienemmillä voimaloilla menojen ja tulojen erotus oli keskimäärin 45 €/MWh. Tutkimuksessa mukana olleiden kaikkien voimaloiden tiedoilla lasketun keskiarvovoimalan menojen ja tulojen erotus oli 12 €/MWh ja vuoden 2005 jälkeen rakennetuista voimaloista lasketun keskiarvovoimalan menojen ja tulojen erotus oli -5 €/MWh. (Mikkonen 2011.)

### 5.1 Kannattavuuteen vaikuttavat tekijät

Tuulivoiman kannattavuuteen eniten vaikuttavat tekijät ovat tuulisuus, investointikustannukset ja syöttötariffitaso. Tuuliolosuhteet muodostavat perustan tuulivoiman kannattavuudelle ja sijoituspaikan keskimääräisellä tuulen nopeudella on suuri merkitys tuotettuun sähkömäärään, koska tuulen energiasisältö ei kasva tuulen nopeuden suhteen lineaarisesti vaan eksponentiaalisesti (Koskinen 2012). Pääomavaltaisena tuotantomuotona merkittävin osa tuulivoiman kustannuksista muodostuu investointikustannuksista. Kannattavuuden kasvattamiseksi voidaan pyrkiä vähentämään kustannuksia keskittyen varsinkin niihin kustannustekijöihin, joiden vaikutus kannattavuuteen on kaikkein suurin. Syöttötariffi tarjoaa kannustimen uuden tuulienergiakapasiteetin rakentamiseen (Bergmann 2013). Syöttötariffitaso, syöttötariffin kesto ja sähkön markkinahinta tariffiajan jälkeen vaikuttavat tuulivoiman kannattavuuteen (TEM 2009b).

#### 5.1.1 Tuuliolosuhteet

Keskeisin tuulivoiman kannattavuuteen vaikuttava tekijä tuotannossa on tuulen keskinopeus ja energiasisältö suunnitellussa kohteessa. Taulukossa 5.1 on esitetty yksittäisen tuulivoimalan kannattavuus ja toteutettavuus eri tuulennopeuksilla. Tuulen keskinopeuden ollessa 6 m/s yksittäisen tuulivoimalan kannattavuus on heikko, vaikka toteutettavuus voi olla joskus mahdollinen alhaisella kulurakenteella. Tuulen keskinopeuden ollessa 7 m/s tuulivoimalan kannattavuus on hyvä ja investointi mielekäs syöttötariffilla.

Tuulen keskinopeuden ollessa 8 m/s tuulivoimalan sijainti on erittäin hyvä ja kannattavuus erinomainen. (Koskinen 2012.)

**Taulukko 5.1.** Yksittäisen tuulivoimalan kannattavuus ja toteutettavuus eri tuulen nopeuksilla (Koskinen 2012).

Tuulen keskinopeus	6 m/s	7 m/s	8 m/s
Sähkön tuotto/vuosi per MW	n. 2000 MWh	yli 2500 MWh	yli 3300 MWh
Takaisinmaksuaika	n. 20 vuotta	n. 10 vuotta	alle 8 vuotta
Kannattavuus	heikko	hyvä	erinomainen
Toteutettavuus	Voi joskus olla mahdollinen alhaisella kulurakenteella	Mielekäs investointi syöttötariffilla	Kohteen sijainti on erittäin hyvä ja sijoitus on kannattava

Yksittäisen tuulivoimahankkeen kannattavuutta tarkastellaan aina tapauskohtaisesti. Suuntaa antavasti voidaan kuitenkin sanoa, että yksittäisen megawattiluokan voimalan rakentaminen edellyttää aina vähintään 6,5 m/s keskituulennopeutta. Isommassa tuulivoimapuistohankkeessa investointi- ja käyttökulujen osalta on saatavissa mittakaavaetuja siten, että näiden kohdalla investointi voi olla mielekäs jo pitkälle alle 7 m/s keskituulennopeudella. (Koskinen 2012.) Jos tuulivoimaloita ei voi sijoittaa hyvätuulisille alueille, rakentajat joutuvat kompensoimaan tuuliolojen heikkoutta kasvattamalla voimalan napakorkeutta ja roottorin pyyhkäisypinta-alaa. Turbiinikustannusten kasvu heikentää kannattavuutta. (Schwabe et al. 2011.)

### 5.1.2 Syöttötariffi

Suomen syöttötariffitason asettamisen lähtökohtana syöttötariffityöryhmä piti kannattavimpia paikkoja sekä tariffin tason asettamista tasolle, joka kannustaisi riittävään määrään investointeja, joilla tuulivoimaa saataisiin rakennettua kansallisiin tavoitteisiin nähden. Tariffitaso määriteltiin samansuuruiseksi kaikille sijaintipaikoille, vaikka tarvittava tariffitaso vaihtelee eri sijoituspaikkojen kesken tehden rannikkoalueet kannattavimmiksi. Syöttötariffityöryhmä arvioi tarvittavan tariffitason rannikkoalueilla olevan 76,8 €/MWh, kun tarvittava tariffitaso tunturikohteille olisi 83,2 €/MWh ja sisämaan parhaille paikoille 96,8 €/MWh. (TEM 2009b.)

Tariffin taso ja tariffin kesto ovat yhteydessä toisiinsa. Syöttötariffia maksetaan 12 vuotta, jonka jälkeen tuottajan tulot ovat riippuvaisia sähkön markkinahinnasta. Korkea sähkön hinta tariffijakson loputtua kasvattaa hankkeen kannattavuutta, matala taas laskee kannattavuutta. Syöttötariffityöryhmä arvioi tuulivoimatuottajan tariffiajan jälkeisen sähkön myynnin osuuden diskontatuista kokonaistuloista olevan noin 20 %, jos sähkön hinta on 50 €/MWh. (TEM 2009b.)

Syöttötariffijärjestelmään hyväksyttävien tuulivoimaloiden 2500 MVA kiintiön täyttymistä ei varmuudella pystytä arvioimaan. Julkistettujen projektien perusteella on

mahdollista arvioida, että kiintiö täyttynee jo vuoden 2016 loppuun mennessä tai viimeistään vuonna 2017 tai 2018. Tämän jälkeen poliittisista päätöksistä riippuu, ovatko projektit kannattavia 2500 MVA:n kapasiteetin saavuttamisen jälkeen. Yritysten kannalta tämän kaltainen epävarmuus poliittisesta kehityksestä muodostaa vaikeasti laskelmoitavissa olevan suunnitteluriskin. (Bergmann 2013.)

### 5.1.3 Investointikustannukset

Investointikustannukset määräytyvät markkinavolyymistä, kilpailutilanteesta, projektien koosta ja sijoituspaikan olosuhteista riippuen (Vakkilainen et al. 2012). Investointikustannustasoon vaikuttavat myös turbiinityyppi, maaston laatu sekä lähimmän voimalinjan ja sähkökeskuksen sijainnit (Koskinen 2012). Suuret hankkeet hyötyvät skaalaeduista, jolloin suurten hankkeiden kustannukset ovat pienemmät suhteessa tuotantoon, koska rakennus- ja pystytysvaiheissa saavutetaan enemmän skaalaetuja. Voimalavalmistajat myös myyvät voimaloita edullisemmin isoille projekteille skaalaetujen vuoksi. Suurin osa skaalaeduista saavutetaan, kun projekti sisältää useita kymmeniä voimaloita. (TEM 2009b.) Yhdysvalloissa vuosien 2009 ja 2011 välillä rakennettujen 275 tuulivoimapuiston aineiston perusteella tuulivoimaloiden keskimääräinen rakennuskustannus kilowattia kohti osoitti pientä skaalaetua, kun hankkeen koko kasvoi 5 MW:sta 20 – 50 MW:iin. Hankkeen koon kasvaessa yli 50 MW:n, aineiston perusteella tuulivoimapuistot eivät enää merkittävästi hyötäneet skaalaedusta. (Wiser & Bolinger 2012.)

Suomessa 1990 - luvun lopun ja vuoden 2010 välillä rakennettujen tuulivoimaloiden investointikustannus oli Mikkosen (2011) tutkimusaineiston mukaan keskimäärin 1400 €/kW. 2000-luvun puolivälin jälkeen investointikustannukset ovat olleet aiempaa korkeammat. Vuoden 2005 jälkeen asennettujen voimaloiden investointikustannusten keskiarvo oli 1550 €/kW. (Mikkonen 2011.)

## 5.2 Infrastruktuurin kustannukset

Infrastruktuurin kustannuksiin vaikuttavat sähköverkon ja sähköasemien läheisyys ja kytkentämahdollisuudet, tiestön kunto ja saavutettavuus sekä yleinen alueen rakennettavuus ja maaperä (Paakkari 2011).

Sähköverkkoliittymän kustannukset ovat hyvin riippuvaisia liityntäpisteen sijainnista ja ominaisuuksista (Knight et al. 2005). Sähköverkkoon liityntäpaikan tulisi sijaita vähintään noin kymmenen kilometrin etäisyydellä tuulivoimapuistosta, koska yli 10 kilometrin etäisyys voimajohtoverkosta alkaa olla taloudellisesti kannattamaton investointi. Suuret tuulivoimapuistot pystyvät kattamaan isommat sähköverkon rakentamiskustannukset, joten matka sähköverkkoon voi olla niissä pidempi kuin pienemmissä kokonaisuuksissa. Pitkän yhteyden rakentaminen on kuitenkin aikaa vievää, mikä voi hankaloittaa tuulivoimapuistojen toteutusta. Sähköasemien läheisyys on myös merkittävä etu, koska niiden rakentaminen on tärkeä taloudellinen tekijä tuulivoimapuiston verkkoon kytkemisessä ja investointikokonaisuudessa. Parhaimmillaan puisto voidaan kytkeä verkkoon ilman uusien sähköasemien rakentamista. (Paakkari 2011.)



Tuulivoimapuiston sisäisen keskijänniteverkon kokonaisvuosikustannukset muodostuvat hyvin samaan tapaan kuin perinteisen jakeluverkon. Tuulivoimapuiston sisäisen keskijänniteverkon kustannukset muodostuvat sähköverkon verkostokomponenttien investointi-, häviö-, käyttö- ja kunnossapitokustannuksista. Tuulivoimapuiston sisäisen sähköverkon keskeisimmät kustannustekijät ovat 20/110 kV:n sähköaseman sijainti, 20 kV:n kojeistojen määrä ja 20 kV:n kaapelit. (Mäkitalo 2008.)

Tuulivoima-alueella olemassa olevat tiet vaikuttavat siihen, miten paljon uusia teitä pitää rakentaa ja mikä osuus puiston sisäisestä tieverkosta voidaan vahvistaa (Keski-Suomen liitto 2012). Tuulivoimapuistoalueella jo olemassa oleva ja riittävän kantava tiestö tai mahdollisuus hyödyntää vanhoja tiepohjia vähentää tienrakentamisen kustannuksia selvästi (Serrano Gonzalez et al. 2011). Perustusten kustannuksiin vaikuttavat puistoalueen maaperän laatu ja voimalan koko. Tuulivoimalan koon ja korkeuden kasvassa voimistuvat myös torniin kohdistuvat rasitukset ja perustuksilta vaadittavat ominaisuudet. (Manwell et al. 2002.)

### 5.2.1 Sähköverkkoliittymän kustannukset

Sähköverkkoon liittymisen kustannukset koostuvat liittymän suunnittelun, rakentamisen, käytön ja kunnossapidon kustannuksista sekä Fingridin liittymismaksusta (Fingrid 2013d). Tässä työssä keskitytään sähköverkon investointi- ja häviökustannuksiin, koska käyttö- ja kunnossapitokustannuksia on usein vaikea arvioida ellei niistä ole kokemusperäistä tietoa.

110 kV:n voimajohdon investointikustannus koostuu 110 kV:n johdon, johtoerottimen ja johtoaluekorvauksen hinnasta (EMV 2010). Taulukossa 5.2 on esitetty 110 kV:n voimajohdon rakentamiskustannukset EMV:n laatimien vuoden 2013 verkkokomponenttien yksikköhintaluetteloon perustuen. Energiamarkkinaviraston verkkokomponenttien hinnat ovat maksimihintoja, joita käytetään EMV:n sähköverkonhaltijoiden verkko-toiminnan hinnoittelun kohtuullisuuden mukaisen sallitun tuoton laskentaan.

**Taulukko 5.2.** 110 kV:n voimajohdon rakentamiskustannukset.

110 kV johdon kustannuskomponentti	Kustannus
110 kV puupylväsjohto, yksi virtapiiri, yksi osajohdin	132 370 €/km
110 kV johtoerotin	24 590 €/km
110 kV johtoaluekorvaus	22 450 €/km
Yhteensä	179 410 €/km

Fingrid perii uusista kantaverkkoliittymästä kiinteää liittymismaksua, joka perustuu keskimääräisiin vastaavista liittymästä kyseisellä jännitetasolla aiheutuviin rakennuskustannuksiin. Liittymismaksut Fingridin verkkoon vuonna 2013 määräytyvät liittymistavan perusteella. Taulukossa 5.3 on esitetty Fingridin liittymismaksut vuodelle 2013. (Fingrid 2013f.)

**Taulukko 5.3.** Fingridin liittymismaksut vuonna 2013 ilman arvonlisäveroa (Fingrid 2013f).

Liittymistapa	Kustannus
Liittyminen nykyiseen 400 kV kytkinlaitokseen	2,0 M€
Liittyminen nykyiseen 220 kV kytkinlaitokseen	1,2 M€
Liittyminen nykyiseen 110 kV kytkinlaitokseen <sup>1</sup>	0,6 M€
Liittyminen kantaverkon 110 kV voimajohtoon <sup>2</sup>	0,5 M€

<sup>1</sup> Mikäli liittytään varten rakennetaan uusi kantaverkon kytkinasema, liittyjä vastaa kytkinlaitoksen rakentamiskustannuksista kokonaisuudessaan.

<sup>2</sup> Jos samaan voimajohtoliittymään lisätään toinen enintään 25 MVA muuntaja, liittyvä asiakas maksaa tästä liittymismaksua 0,5 M€ Mikäli tällaisessa tapauksessa sähköaseman kantaverkolle aiheuttama siirtotarve ei ylitä 25 MVA, liittymismaksua ei peritä.

Liittymismaksun lisäksi Fingrid perii kantaverkkoonantomaksua, joka kohdistetaan asiakkaan liittymispisteen kautta siirtyvään sähköenergian määrään. Kantaverkkoonantomaksu vuonna 2014 on 0,85 €/MWh. (Fingrid 2013g.)

## 5.2.2 Verkon vahvistamisen kustannukset

Tuulivoimalaitosten liittäminen verkkoon edellyttää usein vanhan verkon siirtokapasiteetin kasvattamista tai muita parannus- ja kehitystoimenpiteitä sähköverkossa. Ei ole aivan yksiselitteistä, miten nämä verkon vahvistamisen kustannukset tulisi jakaa tuulivoimalaitoksen ja verkonhaltijan välillä. Vaikka verkon vahvistaminen aiheutuisikin verkkoon liitettävästä uudesta tuotantolaitoksesta, hyödyttää verkon vahvistaminen usein myös muita verkonhaltijan asiakkaita. Kustannusten jakamista tarkasteltaessa merkitystä on pitkälti sillä, miten halutaan tulkita verkonhaltijan sähkömarkkina-asetettua velvollisuutta kehittää sähköverkkoaan. Verkon vahvistamiskustannusten jakaminen yksittäisen tuotantolaitoksen ja verkonhaltijan välillä eli kustannusten kohdentaminen liittymis- ja siirtomaksuihin ei ole täysin yksiselitteistä. Kaikkosen (2011) mukaan verkon vahvistamisesta aiheutuvat kustannukset tulisi kohdentaa yksittäiselle liittyjälle ainoastaan silloin, jos verkon vahvistaminen on verkonhaltijan kannalta kohtuutonta. Kaikkosen (2011) tulkinta on kuitenkin vastoin alalla yleisesti vallitsevaa käytäntöä, jonka mukaisesti verkon vahvistamisesta aiheutuvat kustannukset on sisällytetty osaksi asiakkaiden liittymismaksuja riippumatta verkon vahvistamisen kohtuullisuudesta. (Kaikkonen 2011.)

Erityisesti verkon vahvistaminen tulee esille harvaan asutuilla seuduilla kuten rannikko- ja tunturialueilla, missä sähköverkot on perinteisesti rakennettu ainoastaan vähäistä sähkönkulutusta varten (Kaikkonen 2011). Fingridillä on meneillään mittava Suomen ilmasto- ja energiastrategian mukainen investointiohjelma, jolla luodaan muun muassa tuulivoimalle joustava mahdollisuus liittyä kantaverkkoon (Fingrid 2012b). Fingrid esimerkiksi vahvistaa Pohjanmaan sähköverkkoa siirtymällä länsirannikolla 400 kilovoltin jännitteen käyttöön. Tällä hetkellä osa pohjoiseen suunnitelluista hankkeista

odottaa sitä, että Fingridillä olisi tämä voimajohto käytössä. Se rajoittaa alueellisesti jo aika paljon sitä, mihin tuulivoimapuistoja voidaan kytkeä. (YLE 2013.)

### 5.2.3 Tuulivoimapuiston sähköaseman kustannukset

Tuulivoimapuistojen sähköasemien ollessa melko pelkistettyjä seuraavassa keskitytään kevytsähköaseman kustannuksiin. Toteutettaessa sähköasema 110 kV:n kevytasemana kokonaiskustannukset koostuvat 110 kV:n kevytaseman hinnasta, sähköasematontin hinnasta sekä 110 kV:n päämuuntajan hinnasta (EMV 2010).

Kevyen sähköaseman rakenne poikkeaa normaalin sähköaseman rakenteesta. 110 kV:n kentästä on karsittu pois muun muassa pääteportaali ja lisäksi muu tilankäyttö ja maarakentaminen on pidetty minimissään. Muuntajaperustus ja apulaitteet on toteutettu karsittuna. Sähköaseman hintaan kuuluu lisäksi 30 m<sup>2</sup>:n sähköasemarakennus, joka sisältää kuusi 20 kV:n 630 A kojeistoa sekä suojaus- ja automaatiolaitteet. (EMV 2010.) Taulukossa 5.4 on esitetty tuulivoimapuiston sähköaseman rakentamiskustannukset EMV:n vuoden 2013 verkkokomponenttien yksikköhintaluetteloon perustuen.

**Taulukko 5.4.** Sähköaseman kustannuskomponentit ja yksikköhinnat.

Kustannuskomponentti		Yksikköhinta
<b>110 kV:n kevyt sähköasema</b>		390 270 €/kpl
	20 kV:n kojeiston 1-kisko lisäkenttä	13 800 €/kpl
	Käytönvalvontajärjestelmän sähköasemakohtainen lisähinta	9630 €/kpl
	Käytönvalvontajärjestelmän viestiverkot (perusosa + sähköasemakohtainen lisähinta)	87 680 €/kpl + 5 350 €/kpl
<b>Sähköasematontti</b>		1,3 €/m <sup>2</sup>
<b>Sähköaseman 110 kV/20 kV:n päämuuntajat [MVA]</b>		
	25	427 690 €/kpl
	31,5	498 260 €/kpl
	40	561 340 €/kpl
	50	639 400 €/kpl
	63	759 150 €/kpl
	80	866 070 €/kpl
	100	962 310 €/kpl

Kevytsähköaseman perushintaan kuuluu vain ensimmäisen kentän laitteistot. Taulukossa 5.4 20 kV:n kojeiston lisäkentän hinta kuvastaa seuraavien kenttien mukanaan tuomaa investointia. Lisäkenttien määrä riippuu johtolähtöjen määrästä, joka taas riippuu turbiinien sijoittelusta puistoalueella. Taulukossa 5.4 käytönvalvontajärjestelmällä tarkoitetaan tietojärjestelmää, jonka tehtävänä on sähkönjakeluverkon reaaliaikainen valvonta. Käytönvalvontajärjestelmän avulla saadaan ajantasaista tietoa sähkönjakelu-prosessista ja sen kautta toteutetaan monia kriittisiä toimintoja. (Lakervi & Partanen 2008.) Sähköasematontin hinta riippuu sijaintipaikasta sekä sähköaseman tarvitsemasta pinta-alasta. Kaavoittamattomalla alueella sähköasematontin yksikköhinta on 1,3 €/m<sup>2</sup>

ja tarvittava pinta-ala noin 500 m<sup>2</sup> :n luokkaa. Sähköaseman 110 kV:n päämuuntajan hinta riippuu muuntajan nimellistehosta.

#### 5.2.4 Sisäisen keskijänniteverkon kustannukset

Keskijännitekaapeliverkon investointikustannukset koostuvat kaapelin hinnasta ja kaapelin asennuskuluista kaivutöineen. Kaapelin hinta määräytyy kaapelin pituuden ja kaapelin poikkipinnan mukaan. (Elovaara & Haarla 2011b.) Kaapelin asennuskulut riippuvat paikallisista olosuhteista. Asennuskulut ovat alhaisemmat, kun kaapeli asennetaan tienvierustaan tai kohteeseen, jossa muuta rakennettua infrastruktuuria on vähän kuten tuulivoimapuiston tapauksessa. (EMV 2010.) Sisäisen sähköverkon verkostokomponenttien kustannuksiin kuuluvat myös RMU- keskijännitekojeiston ja tuulivoimalamuuntajien (0,69/20 kV) investointikustannukset. 20 kV:n RMU- keskijännitekojeiston hinta on 20 000 €/kpl ja tuulivoimalamuuntajan 40 000 €/kpl. (Mäkitalo 2008.)

Taulukossa 5.5 on esitetty EMV:n vuoden 2013 verkkokomponenttien yksikköhin-  
toihin perustuen 20 kV:n maakaapelien hinnat eri johdinten poikkipinta-aloilla, maa-  
kaapelien kaivukustannukset sekä Mäkitalon (2008) arvioimat RMU- kojeiston ja tuuli-  
voimalamuuntajien yksikköhinnat.

**Taulukko 5.5.** Sisäisen keskijänniteverkon investointikustannusten yksikköhinnat.

20 kV:n maakaapelin hinta		Yksikköhinta
	Enintään 70 mm <sup>2</sup>	24 230 €/km
	95 – 120 mm <sup>2</sup>	31 910 €/km
	150 – 185 mm <sup>2</sup>	37 500 €/km
	240 – 300 mm <sup>2</sup>	44 860 €/km
<b>Kojeistopääte</b>		1 250 €/kpl
<b>Jatko</b>		1 990 €/kpl
<b>20 kV maakaapelien kaivukustannukset, helpot olosuhteet</b>		10 010 €/km
<b>RMU- kojeisto</b>		20 000 €/kpl
<b>Tuulivoimalamuuntaja</b>		40 000 €/kpl

Taulukossa 5.5 olevia kojeistopäätteitä tarvitaan kaapelijohdon molemmissa päissä ja jatkoksia tarvitaan noin 2 kpl/km.

#### 5.2.5 Sähköverkon häviökustannukset

Sähköverkon häviökustannukset voidaan jaotella niiden syntypaikkojen mukaan. Häviökustannuksia syntyy johtimissa kuormitushäviöinä ja kaikissa muuntajissa tyhjäkäynti- ja kuormitushäviöinä. Häviökustannuksia syntyy koko laitteiston pitoajalta ja kustannusten nykyarvo saadaan diskonttaamalla verkon häviökustannukset koko pitoajalta tarkasteluhetkeen. Tuulivoimapuistossa häviöt ovat riippuvaisia tuotannon määrästä, niiden ajallisesta vaihtelusta, käytetyistä johdinlajeista ja johdinpituuksista (Mäki-

talo 2008). Häviökustannukset muodostavat merkittävän kustannuserän. Häviöt ovat luokkaa 25 - 40 % verkoston investointikustannuksista. (Lakervi & Partanen 2008.)

Johdon kuormitustilanteessa virran kulkiessa johtimen läpi syntyy johdon impedanssissa pätö- ja loistehohäviöitä. Loistehon siirto vaikuttaa häviöihin, joten loistehon siirtoa on rajoitettava kompensoinnin avulla. (Mäkitalo 2008.) Tässä työssä oletetaan, että turbiinit eivät kuluta eivätkä tuota loistehohäviöitä, joten loistehosta aiheutuvia kustannuksia ei huomioida.

Energiahäviöiden laskennassa ensimmäinen vaihe on määrittää johdossa syntyvä häviöteho haluttuna hetkenä. Häviötehon ajallinen vaihtelu huomioon ottaen vuodessa syntyvät energiahäviöt voidaan laskea yhtälöllä (5.2).

$$\int_0^{8760} P_{h,j}(t) dt \approx P_{max} t_h, \quad (5.2)$$

jossa  $P_{h,j}$  on johdolla syntyvät pätötehohäviöt,  $P_{max}$  maksimiteho ja  $t_h$  huipunkäyttöaika, joka kuvaa aikaa, jonka kuluessa vakiona pysyvällä maksimiteholla  $P_{max}$  saavutetaan vuosienenergia. (Elovaara & Haarla 2011a.) Häviöenergian määrän tarkka määrittäminen häviötehon integraalina on käytännössä työteliäs toimenpide, koska johdon häviöteho pitäisi määrittää erikseen vuoden jokaiselle hetkelle ja summata nämä eri aika-alkioina syntyvät häviöenergiat. Käsin tehtävässä laskennassa voidaan käyttää yhtälön (5.2) likimääräistystä, jossa huippuhäviöteho kerrotaan kuvitteellisella häviöiden huipunkäyttöajalla  $t_h$ . Häviöiden huipunkäyttöaika riippuu johdon kuormituksen ajallisesta käyttäytymisestä. (Lakervi & Partanen 2008.) Häviöiden huipunkäyttöaika voidaan määrittää yhtälöstä (5.3) tuulivoimalaitoksen vuosituotannon ja nimellistehon suhteena (Holtinen & Turkia 2013).

$$t_h = \frac{Tuotanto(kWh)}{Nimellisteho(kW)} \quad (5.3)$$

Johdolla syntyvät pätötehohäviöt lasketaan yhtälön (5.4) mukaisesti.

$$P_{h,j} = 3I^2 R_j, \quad (5.4)$$

jossa  $I$  on virta ja  $R_j$  johdon impedanssi.

Johdoissa syntyvät pätötehohäviökustannukset lasketaan yhtälön (5.5) mukaisesti.

$$K_{h,j} = k H_h t_h P_{h,j}, \quad (5.5)$$

jossa  $k$  on häviökustannusten kapitalisointikerroin,  $H_h$  häviöiden hinta [€/MWh],  $t_h$  häviöiden huipunkäyttöaika [h/a] ja  $P_{h,j}$  johdolla syntyvät pätötehohäviöt. (Mäkitalo 2008.)

Mikäli häviökustannukset arvioidaan kaikkina pitovuosina yhtä suuriksi, häviökustannusten kapitalisointikerroin voidaan määrittää kaavalla (5.6).

$$\frac{(1+i)^N - 1}{i(1+i)^N}, \quad (5.6)$$

jossa  $i$  on laskennassa käytettävä korkokanta ja  $N$  pitoaika. (Uusi-Rauva et al. 1999.)

Muuntajissa syntyvät kuormitushäviöt ovat riippuvia kuormitustilanteesta, kun taas tyhjäkäyntihäviöt ovat kaiken aikaa saman suuruiset riippumatta siitä, onko piirissä kuormitusta vai ei. Muuntajan kilpiarvoissa ilmoitetaan yleensä nimelliskuormitushäviöt  $P_{kn}$  ja tyhjäkäyntihäviöt  $P_{on}$ . Muuntajan kuormitushäviöt  $P_{hk}$  voidaan laskea yhtälön (5.7) mukaisesti.

$$P_{hk} = \left(\frac{S}{S_n}\right)^2 P_{kn} \quad (5.7)$$

Vastaavasti muuntajan tyhjäkäyntihäviöt  $P_{h0}$  lasketaan napajännitteen  $U$  ja nimellisjännitteen  $U_n$  suhteena yhtälön (5.8) mukaisesti.

$$P_{h0} = \left(\frac{U}{U_n}\right)^2 P_{on} \quad (5.8)$$

Muuntajassa syntyvä kokonaishäviöteho on tällöin  $P_h = P_{hk} + P_{h0}$ .

Kun huomioidaan muuntajien kuormitus- ja tyhjäkäyntihäviöt yhtälöiden (5.7) ja (5.8) mukaisesti, voidaan muuntajahäviöiden kustannukset laskea yhtälön (5.9) mukaisesti.

$$K_{h,m} = k * (H_h * t_h) * P_{hk} + k * (H_h * 8760) * P_{h0}, \quad (5.9)$$

jossa 8760 tarkoittaa vuoden pituutta eli 8760 tuntia [t]. (Mäkitalo 2008.)

Koska häviökustannuksia muodostuu sähköverkon koko elinkaaren ajalta, häviökustannusten arviointiin liittyy sähkön markkinahinnan epävarmuus. Tuulivoimatuottajan tapauksessa häviöt ovat suoraan poissa sähköän kokonaismyynnistä, jolloin häviöiden hintana häviölaskelmissa voidaan käyttää odotettua sähköän myyntihintaa. Lisäksi häviökustannusten määrittämiseen vaikuttaa häviöiden mittauspiste sekä tuulivoimatuottajan ja verkonhaltijan väliset omistusrajat. (Mäkitalo 2008.)

### 5.2.6 Tiestön kustannukset

Teidenrakentamisen kustannukset koostuvat maa-alueen raivauksesta, täytöstä ja tiivistämisestä tienrakentamista varten. Kustannukset ovat korkeammat, jos maaperä on pehmeää ja sen kantavuus on alentunut. Tienrakentamisen kustannukset ovat suoraan verrannolliset teiden kokonaispituuteen. (Serrano Gonzalez et al. 2011.) Suuret korkeuserot ja erityisesti mäkien jyrkkyys ja soinen maasto voivat nostaa tienrakentamisen kustannuksia huomattavasti (Paakkari 2011). Sisäisen tieverkon kustannukset määräytyvät pitkälti tuulivoimaloiden lukumäärän ja sijoitusetäisyyden mukaan. Tuulivoimalat sijoitetaan tuulivoima-alueella noin viiden roottorin halkaisijan etäisyydelle toisistaan. Jos 3 MW:n tuulivoimalan roottorin halkaisija on 100 metriä, voimalat on sijoitettava vähintään 500 metrin päähän toisistaan. (EWEA 2009.) Ulkoisen tieverkon rakentamisen kustannukset määräytyvät etäisyydestä valtakunnalliseen tieverkkoon (Paakkari 2011).

Suominen (2013) arvioi kustannukseksi noin 100 000 €/km, jos vanhoja tiepohjia voidaan käyttää hyödyksi. Jos joudutaan rakentamaan uutta tiepintaa, Suominen (2013) arvioi kustannusten olevan noin 150 000 €/km. Projekteissa teitä joudutaan usein muokkaamaan itse hankkeen rakentamisen aikana. (Suominen 2013.) Voimalakohtaisen nostoalustan kustannuksen Suominen (2013) arvioi olevan suuruusluokkaa 100 000 €. Ulkoisen tieverkon rakentamisen kustannukset määräytyvät etäisyydestä valtakunnalliseen tieverkkoon (Paakkari 2011).

### 5.2.7 Perustusten kustannukset

Perustusten kustannukset riippuvat voimalan tornin rakenteesta, pohjarakenteesta, tornin korkeudesta ja voimalan pyyhkäisypinta-alasta. Tornin halkaisijaltaan suuremman voimalan perustus on yleensä edullisempi. (Suominen 2013.) Rakennuspaikan pohjarakenne vaikuttaa tuulivoimaloiden perustusrakenteisiin. Kantavalle maalle perustaminen on yleensä helpointa ja edullisinta. Tornin korkeuden ja voimalan pyyhkäisypinta-alan kasvessa voimalaan kohdistuvat rasitukset lisääntyvät ja perustuksilta vaadittavat ominaisuudet nostavat perustusten kustannuksia. Perustusten koko riippuu voimalan koosta. (Sathyajith 2006.) Fareed (2013) arvioi perustamiskustannukseksi 250 000 – 300 000 €/perustus, kun perustustapa on maanvarainen ja 240 000 – 280 000 €/perustus, kun perustustapa on kallionvarainen. Perustusten hinta koostuu perustuksen ja sen rakentamisen hinnasta.

## 6 24 MW:N TUULIVOIMAPUISTOJEN KANNATTAVUUSTARKASTELUT

Tässä luvussa tarkastellaan infrastruktuurin kustannusten vaikutusta tuulivoimapuiston kannattavuuteen kolmen esimerkkitapauksen avulla. Esimerkkitarkasteluissa käytettävä tuulivoimapuisto on 24 MW:n syöttötariffin piirissä oleva maatuulivoimapuisto, joka kostuu kahdeksasta 3 MW:n tuuliturbiinista. 24 MW:n valinta perustuu Fingridin ohjeistukseen tuulivoimapuiston sähköverkkoliityntää koskien. Kooltaan 25 MW:n tai sitä suuremmat puistot edellyttävät uuden kytkinaseman rakentamista sekä korkeampaa liittymismaksua. Nämä kulut heikentävät yli 25 MW:n hankkeen kannattavuutta merkittävästi. (Hagqvist 2012.) Työssä tarkasteltavat tuulivoimapuistojen sijaintipaikat on valittu tuuliatlaksen 2,5 km x 2,5 km hilakoon tuulisuustietojen perusteella.

### 6.1 Tarkasteltavat hankealueet

Tarkasteltaviksi tuulivoimapuistojen hankealueiksi on valittu kohteet Pohjois-Karjalasta, Lapista ja Pohjois-Pohjanmaalta. Taulukossa 6.1 on esitetty hankealueiden koordinaatit, valinnan perusteena käytetty alueen vuotuinen keskituulennopeus 100 metrin korkeudella, 3 MW:n tuulivoimalan tuotantoarvio ja tuotantotappioarvio hankealueilla 1, 2 ja 3.

**Taulukko 6.1.** Hankealueiden 1, 2 ja 3 koordinaatit, vuotuinen keskituulennopeus ja tuotantoarviot 3 MW tuulivoimalalle (Suomen Tuuliatlas 2009).

	Wgs lat/ Wgs lon	Vuotuinen keskituulennopeus (m/s)	3 MW:n tuulivoimalan tuotto (MWh)	Tuotanto- tappioarvio (%)	3 MW:n tuulivoimalan tuotto (MWh) tuotanto- tappioarvio huomioituna
<b>Hankealue 1, Pohjois-Karjala</b>	63.19839 31.12912	7,1	7875	7,75	7265
<b>Hankealue 2, Lappi</b>	67.38252 26.30602	6,4	6199	8,44	5676
<b>Hankealue 3, Pohjois-Pohjanmaa</b>	64.42032 24.20249	6,9	7557	3,8	7270

Taulukon 6.1 tuotantotappiot johtuvat tuulivoimalan roottorin lapoihin kertyvästä jäästä, mikä heikentää lapojen aerodynaamisia ominaisuuksia ja voimalan tuottoa (Suomen Tuuliatlas 2009).



Hankealueille sijoitettavat tuulivoimapaistot koostuvat WinWind Oy:n WinWind 3 MW:n tuuliturbiineista, joihin tuuliatlaksen 3 MW:n tuulivoimalan tuotantoarviot perustuvat. WinWind 3 MW - voimala on 3-lapainen ja lapasäätoinen turbiinien lapavälin ollessa 90 metriä. Turbiinit käynnistyvät tuulennopeuden ollessa 3 m/s ja pysähtyvät tuulennopeuden ylittäessä 25 m/s. (Suomen Tuuliatlas 2009.) WinWind Oy:n 3 MW:n voimaloissa käytettävät generaattorit ovat tyypiltään kestomagneetti tahtigeneraattoreita, joiden teho syötetään sähköverkkoon täydelle teholla mitoitettujen suuntaajien välityksellä. Näin ollen ne kykenevät säätämään tehokerrointaan aktiivisesti välillä  $\cos \varphi = 1 - 0,86$  ind/kap, joka on hyödynnettävissä myös silloin, kun voimala toimii nimellisellä pätötehollaan. (WinWind 2011, Hagqvistin 2012 mukaan)

### 6.1.1 Tuulivoimapaistojen tulot

Tuulivoimapaistojen tulojen laskenta perustuu tuuliatlaksen tuotantotietoihin. Tässä työssä tuulivoimalan elinikänä käytetään 20 vuotta ja tuotannon oletetaan olevan joka vuosi yhtä suuri. Tuulivoimapaistojen tulot muodostuvat ensimmäiset kaksitoista vuotta syöttötariffin takaamasta tavoitehinnasta 83,5 €/MWh. Tuulivoimapaistojen oletetaan valmistuvan vuoden 2015 jälkeen, jolloin korotettua syöttötariffia ei huomioida. Tariffijakson jälkeiset kahdeksan vuotta tulot muodostuvat sähköön myynnistä sähkömarkkinoilla. Sähköön myyntihinnaksi tariffijakson jälkeiset kahdeksan vuotta oletetaan 50 €/MWh, jota Työ- ja elinkeinoministeriö (TEM 2009b) käytti sähkön pitkän aikavälin markkinahintana Suomen syöttötariffitasoa määritettäessä.

### 6.1.2 Hankealueiden infrastruktuuriin liittyvät muuttujat

Hankealueiden etäisyydet lähimpään Fingridin 110 kV:n verkkoon on arvioitu Fingridin karttapalvelun avulla. Etäisyys lähimpään 110 kV:n voimajohtoon hankealueelta 1 on 49 km, hankealueelta 2 on 1 km ja hankealueelta 3 on 10 km. Etäisyys lähimpään sähkösemaan hankealueelta 1 on 55 km, hankealueelta 2 on 7 km ja hankealueelta 3 on 10 km. (Fingrid 2013h.)

Tuulivoimaloiden perustusratkaisun valintaan tarvittavia maaperätietoja on tarkasteltu Geologian tutkimuskeskuksen aineistosta. Hankealueen 1 pohjamaasta noin puolet on kalliomaata. Loppuosa alueen pohjamaasta on moreenia ja alueella on myös hieman paksua turvekerrosta. Tässä työssä arvioidaan, että puolet hankealueen 1 tuulivoimaloista voidaan perustaa kallionvaraiselle perustukselle ja puolet maanvaraiselle perustukselle. Hankealueen 2 pohjamaasta suurin osa on moreenia. Alueella on hieman kalliomaata. Tässä työssä arvioidaan, että hankealueen 2 kaikki voimalat voidaan rakentaa maanvaraisella perustuksella. Hankealueen 3 pohjamaasta suurin osa on moreenia. Alueella on myös pintamaalajina hiekkaa, soraa ja hieman kalliomaata. Tässä työssä arvioidaan, että hankealueen 3 kaikki voimalat voidaan perustaa maanvaraisella perustuksella. Arvioiden perustana käytetyt hankealueiden 1, 2 ja 3 geologiset kartat on esitetty liitteessä 1. (Geologian tutkimuskeskus 2011.)

Hankealueiden etäisyydet lähimpään liitettävään tieverkkoon on arvioitu maanmittauslaitoksen karttatietojen perusteella. Hankealueen 1 etäisyys on 0 km, alueen 2 etäisyys on 2,1 km ja hankealueen 3 etäisyys on 0,4 km. Karttatietojen perusteella on arvioitu, että hankealueella 1 voisi vanhoja tiepohjia hyödyntää kahdella kolmasosalla rakennettavista teistä, hankealueella 2 yhdellä kolmasosalla ja hankealueella 3 puolet. (Maanmittauslaitos 2013.) Hankealueiden infrastruktuuriin liittyvät muuttujat on esitetty taulukossa 6.2.

**Taulukko 6.2.** Hankealueiden infrastruktuuriin liittyvät muuttujat.

	Lähin 110 kV voimajohto [km]	Lähin sähköasema [km]	Perusratkaisu	Etäisyys liitettävään tieverkkoon [km]	Arvio vanhojen tiepohjien hyödyntämismahdollisuudesta alueella
<b>Hankealue 1</b>	49	55	50 % kallionvarainen ja 50 % maanvarainen	0	2/3 vanhoja
<b>Hankealue 2</b>	1	7	100 % maanvarainen	2,1	1/3 vanhoja
<b>Hankealue 3</b>	10	10	100 % maanvarainen	0,4	1/2 vanhoja

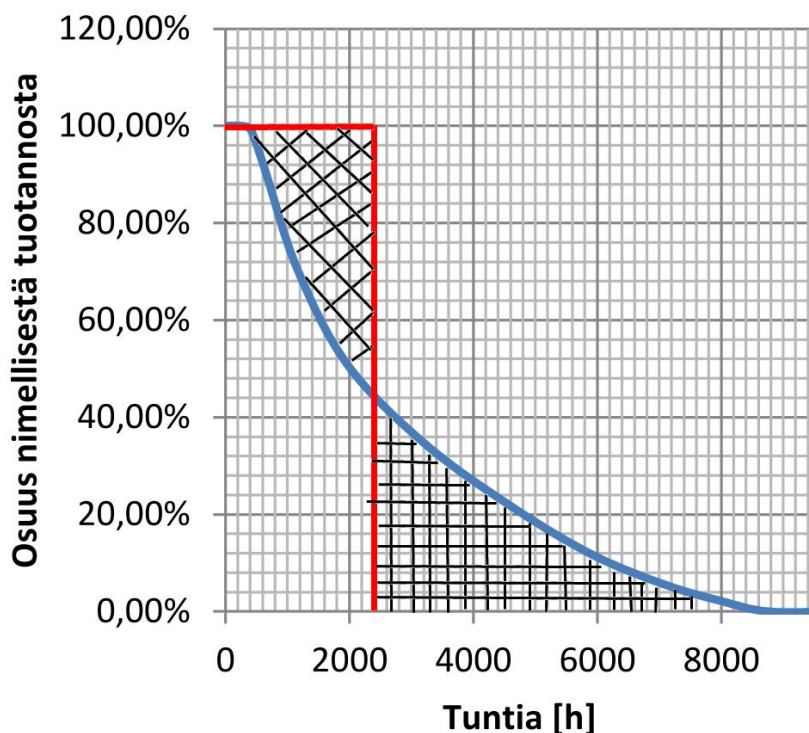
Tuulivoimapuistoalueella voimaloiden sijoittelussa käytetään samaa oletusta, jota Keski-Suomen Liitto käytti tarkastellessaan pienen ja keskisuuren tuulivoiman mahdollisuuksia Keski-Suomessa; voimalat sijoitetaan 500 metrin etäisyydelle toisistaan ja puiston sisäistä tieverkkoa rakennetaan 700 metriä jokaista voimalaa kohti. (Keski-Suomen liitto 2012.) Työssä myös oletetaan, että tuulivoimapuiston sisäisen keskijänniteverkon kaapelireitit sijoitetaan puiston sisäisten teiden varteen, jolloin 20 kV:n kaapeliverkkoa rakennetaan 700 metriä jokaista voimalaa kohti.

## 6.2 Sähköverkon kustannukset

Tässä työssä tuulivoimapuiston liityntä sähköverkkoon tehdään 110 kV:n voimajohtoliityntänä suoraan lähimpään Fingridin 110 kV:n voimajohtoon. Tällöin sähköverkosta aiheutuvat kustannukset muodostuvat 110 kV:n voimajohdon, 20 kV:n kaapeliverkon ja 20/110 kV:n sähköaseman investointi- ja häviökustannuksista sekä Fingridin kantaan liittymismaksusta. Tuulivoimalamuuntajissa (0,69/20 kV) tapahtuvat häviökustannukset rajataan tämän työn ulkopuolelle.

Sähköverkon häviötarkasteluissa häviöiden huipunkäyttöajan laskenta perustuu tuulivoimalan tehontuotantoon ja tuulennopeuden Weibull- jakaumaan (Mäkitalo 2008). Määritettäessä sähkönsiirtojärjestelmän häviökustannukset käyttäen yhtälöllä (5.3) määritettyä häviöiden huipunkäyttöaikaa, tuulivoimapuiston vuosienenergia tulee yliarvioitua.

Tästä syystä tämän työn häviökustannusten määrittämisessä käytetään 0,65 korjauskertoimaa. Laskennassa muodostuvaa virhettä on havainnollistettu kuvassa 6.1.



**Kuva 6.1.** Tuuliturbiinin pysyvyyskäyrän ja huipunkäyttöajan graafinen esitys.

Kuvassa 6.1 sinisellä on esitetty tuuliturbiinin pysyvyyskäyrä, jossa vuoden tuntien keskitehot on laitettu suuruusjärjestykseen. Pysyvyyskäyrän rajoittama pinta-ala ilmoittaa vuoden aikana turbiinin tuottaman sähköenergian. Kuvasta on nähtävissä, että tuulivoimaloiden energiantuotanto vaihtelee välillä 0 – 100 % nimellistehosta ja voimalat tuottavat sähköenergiaa nimellisellä tehollaan vain pienen osan vuoden tunneista. Kuvassa punaisella on esitetty huipunkäyttöaika eli ajanjakso, jonka kuluessa vakiona pysyvällä huipputeholla saavutetaan vuosienenergia. Kuvassa 6.1 vino- ja vaakaruudutetut alueet havainnollistavat laskennassa tehtävää yksinkertaistusta, jossa pysyvyyskäyrän alle jäävä vaakaruudutettu alue siirretään pysyvyyskäyrän yläpuolelle jääväksi vinoruu-dutetuksi alueeksi.

Laskennassa muodostuva virhe johtuu siitä, että tuuliturbiinin teho on suoraan verrannollinen virtaan, mutta sähköverkossa syntyvä häviöteho on verrannollinen virran neliöön. Kuvan 6.1 vaakaruudutetulla alueella virta on huomattavan pieni, mutta käytettäessä laskennassa huipunkäyttöaikaa vastaavaa suurempaa kuormitusvirran arvoa häviöteho tulee yliarvioitua.

### 6.2.1 Sähköverkkoliityntä

Liittymisjohdon investointikustannuksena käytetään taulukossa 5.2 määritettyä 110 kV:n johdon kustannusta 179 410 €/km ja Fingridin kantaverkon 110 kV:n voimajohdoton liittymismaksuna taulukossa 5.3 esitettyä 0,5 M€ Liittymisjohdon häviökustannus-

ten määrittelyssä käytetään Suursavo – johdinta. Liittymisjohdon pätötehohäviöt on määritetty kaavalla (5.4) ja laskennassa käytetty johtimen vaihtovirtaresistanssi on esitetty liitteessä 2. Johdon suurin kuormitusvirta voidaan määrittää yhtälöstä (6.1) (Nousiainen 2012).

$$I = \frac{P_{max}}{\sqrt{3}U\cos\varphi} , \quad (6.1)$$

jossa  $P_{max}$  on johdolla kulkeva maksimiteho,  $U$  jännite ja  $\cos \varphi$  tehokerroin. Yhtälön (6.1) perusteella puiston koon ollessa 24 MW 110 kV:n johdossa kulkeva maksimivirta on 126 A, kun  $\cos \varphi$  on yksi. Kaavan (5.4) mukaiset johdinhäviöt korjauskerroin 0,65 huomioituna on esitetty taulukossa 6.3.

Johdossa syntyvät pätötehohäviökustannukset on laskettu kaavalla (5.5). Häviökustannusten laskemisessa korkokantana käytetään 2 prosenttia, joka kuvaa inflaation suuruutta sekä pitoaikana 20 vuotta. Kaavan (5.6) perusteella kapitalisointikertoimeksi saadaan 16,35. Häviöiden hintana on käytetty tuulivoimatuottajan sähkön myyntihinnan painotettua keskiarvoa 20 vuodelle, 70,1 €/MWh. Häviöiden huipunkäyttöajat kohteille on laskettu yhtälöllä (5.3) ja taulukon 6.1 tuotantotietojen perusteella. Häviöiden huipunkäyttöaika hankealueella 1 on 2422 h, hankealueella 2 on 1892 h ja hankealueella 3 on 2423 h. Liittymisjohdon häviökustannukset hankealueilla 1, 2 ja 3 sijaitseville tuulivoimapuistoille on esitetty taulukossa 6.3.

**Taulukko 6.3.** 110 kV:n voimajohtoliittynän häviökustannukset esimerkkikohteille.

	Lähin 110 kV [km]	Johdinhäviöt [kW]	Häviökustannukset 20 vuotta [€]
<b>Hankealue 1</b>	49	136,455	378 791
<b>Hankealue 2</b>	1	2,785	6 039
<b>Hankealue 3</b>	10	27,858	77 364

Oletuksena tässä työssä on, että tuotantoyhtiö omistaa 110 kV:n liittymisjohdon ja vastaa siitä aiheutuvista investointi- ja häviökustannuksista. Tuotantoyhtiön näkökulmasta olisi kannattavaa, jos tuulivoimaloiden liittämiseksi rakennettava sähköverkko siirtyisi rakentamisen jälkeen paikallisen sähköverkonhaltijan omistukseen. Tällöin liittymisjohdon omistaisi verkonhaltija, jonka ydinliiketoimintaan sähkönjakelu kuuluu. Monesti on perusteltua, että sähköverkonhaltija omistaa liittymisjohdon ja liittyttävän sähköaseman, jolloin nämä voivat tarpeen tullen ja teknisten reunaehtojen puitteissa palvella myös muita asiakkaita. Myös liittymistä varten rakennettavan sähköverkon käytönvalvonta sekä vikapalvelu yhdistyvät luonnolliseksi osaksi paikallisen verkonhaltijan toimintaa. (Hagqvist 2012.)

### 6.2.2 20/110 kV:n sähköasema

Tässä työssä tuulivoimapuiston 20/110 kV:n sähköasema toteutetaan 110 kV:n kevyt-sähköasemana. Sähköaseman kustannukset muodostuvat sähköaseman ja päämuuntajan investointikustannuksista ja muuntajahäviöiden kustannuksesta. Sähköaseman ja päämuuntajan investointikustannukset ovat esitetty taulukossa 5.4. Sähköaseman investointikustannus päämuuntajan ollessa 25 MVA on 921 270 euroa.

Sähköaseman 25 MVA:n muuntajahäviöt on laskettu yhtälöllä (5.9). Laskennassa käytetyt 25 MVA:n päämuuntajan parametrit on esitetty liitteessä 2. Muuntajan kuormitushäviöiksi yhtälön (5.7) mukaisesti, kun oletetaan huipunkäyttöä vastaava kuormitus-tilanne, saadaan 15,5 kW. Muuntajan tyhjäkäyntihäviöiksi yhtälön (5.8) mukaisesti, kun oletetaan muuntajan napajännitteen olevan nimellisjännitteen suuruinen, saadaan 100 kW. Kapitalisointikerroin ja häviöiden hinta määritettiin luvussa 6.2.1. Häviöiden huipunkäyttöaikana käytetään kohteiden huipunkäyttöaikojen keskiarvoa 2246 h. Muuntajahäviöiden kokonaiskustannukseksi yhtälön (5.9) perusteella korjauskerroin 0,65 huomioiden saadaan 1 029 950 euroa.

### 6.2.3 20 kV:n kaapeliverkko

Tuulivoimapuiston 20 kV:n kaapeliverkon kokonaiskustannukset riippuvat keskijännitekaapeleiden määrästä ja käytettävistä kaapelilajeista. Molemmat tekijät vaikuttavat sekä investointi- että häviökustannuksiin. Johdon poikkipinnan kasvattaminen kasvattaa johdon rakentamiskustannuksia, mutta puolestaan pienentää johdon resistanssia, jolloin johdon häviöt pienenevät. Turbiinien jaottelu keskijännitekaapeleihin vaikuttaa käytettävän johdon valintaan ja sitä kautta johdon investointi- ja häviökustannuksiin. Lisäksi keskijännitekaapeleiden määrä vaikuttaa tarvittavien 20 kV:n kojeiston lisäkenttien määrään ja näin ollen investointikustannuksiin. Turbiinien jaottelusta keskijännitekaapeleihin riippumattomia kustannuksia ovat jatkosten, päätteiden ja kaapelin kaivukustannukset.

Seuraavassa tarkastellaan kahdeksan eri vaihtoehdon avulla, miten voimaloiden jaottelu keskijännitekaapeleihin vaikuttaa sisäisen kaapeliverkon investointi- ja häviökustannuksiin. Kustannusten määrittämisessä on hyödynnetty taulukon 4.2 taloudellisimpia poikkipinta-aloja 3 MW voimaloille. Taulukon 4.2 perusteella tarkastelussa käyttävät kaapelien poikkipinta-alat ovat  $95 \text{ mm}^2$ ,  $150 \text{ mm}^2$ ,  $185 \text{ mm}^2$  ja  $300 \text{ mm}^2$ . 20 kV:n maa-kaapelien, kojeistopäätteen, jatkoksen ja kaivukustannusten hinta on esitetty taulukossa 5.5 ja lisäkentän hinta taulukossa 5.4. 20 kV:n kaapeliverkon kokonaisinvestointikustannukset, kun muuttujina ovat kaapeleiden määrä ja turbiinien määrä yhdellä kaapelilla, on esitetty taulukossa 6.4.

**Taulukko 6.4.** 20 kV:n kaapeliverkon kokonaisinvestointikustannukset kun muuttujina ovat kaapeleiden määrä ja montako turbiinia yhdellä kaapelilla on.

Kaapeleiden määrä [kpl]	Turbiineja kaapelilla [kpl]	Lisä-kenttien hinta [€]	Kaapelien hinta [€]	Jatkokset, päätteet, kaivukustannukset [€]	Investointi-kustannukset yhteensä [€]
2					
	4 ja 4	13 800	212 478	98 344	324 622
	5 ja 3	13 800	212 478	98 344	324 622
3					
	3,3 ja 2	27 600	198 261	98 344	324 205
	4,3 ja 1	27 600	203 413	98 344	329 357
4					
	2,2,2 ja 2	41 400	194 348	98 344	334 092
	3,2,2 ja 1	41 400	194 348	98 344	334 092
5					
	2,2,2,1 ja 1	55 200	190 435	98 344	343 979
	3,2,1,1 ja 1	55 200	190 435	98 344	343 979

Taulukosta 6.4 havaitaan, että investointikustannuksiltaan edullisin on ratkaisu, jossa keskijännitekaapeleita on kolme ja joista kahdelle kaapelille liittyy kolme turbiinia ja yhdelle kaksi. 19 774 euron kustannusero kalleimman ja edullisimman ratkaisun välillä on kuitenkin melko pieni kokonaiskustannuksiin nähden eikä keskiarvokustannusten mielessä ole suurtakaan merkitystä sillä, miten turbiinit on jaoteltu kaapelilähdöille. Käytännössä keskimääräinen kaapelipituus per turbiini ei kuitenkaan anna riittävästi tietoa puiston 20 kV:n kaapeleiden suunnittelemiseksi. Suuruusluokka taitanee kuitenkin olla riittävän lähellä oikeaa puiston investointipäätöksen kannalta.

20 kV:n kaapeliverkossa syntyvät pätötehohäviökustannukset on laskettu kaavalla (5.5). Kaavan (5.5) pätötehohäviöt on laskettu kaavalla (5.4) ja laskennassa käytetyt johtimien parametrit on esitetty liitteessä 2. Kapitalisointikerroin ja häviöiden hinta määritettiin luvussa 6.2.1 ja häviöiden huipunkäyttöaika luvussa 6.2.2. Taulukossa 6.5 on esitetty 20 kV:n kaapeliverkon kokonaiskustannukset, kun muuttujina ovat keskijännitekaapeleiden määrät ja turbiinien määrät kaapelia kohti.

**Taulukko 6.5.** 20 kV:n kaapeliverkon investointi- häviö- ja kokonaiskustannukset kun muuttujina ovat kaapeleiden määrä ja turbiinien määrä kaapelia kohti.

Kaapeleiden määrä	Turbiineja kaapelilla	Investointi-kustannukset [€]	Elinjakson (20 vuotta) häviökustannukset [€]	Kokonais-kustannukset [€]
2				
	4,4	324 622	261 954	586 576
	5,3	324 622	290 416	615 038
3				
	3,3,2	324 205	196 071	520 276
	4,3,1	329 357	221 370	550 727
4				
	2,2,2,2	334 092	141 255	475 347
	3,2,2,1	334 092	161 020	495 112
5				
	2,2,2,11	343 979	125 970	469 949
	3,2,1,1,1	343 979	145 735	489 714

Taulukosta 6.5 havaitaan, että kokonaiskustannuksiltaan edullisin ratkaisu on, kun kaapeleita on 5 kappaletta, joista kolmeen on liitetty kaksi turbiinia ja kahteen kaapeliin yksi turbiini. Kyseinen ratkaisu on investointikustannuksiltaan kallein, mutta häviökustannuksiltaan edullisin. Häviökustannukset siis määrittävät valittavan rakenteen 20 kV:n kaapeleille. Laskennassa käytettävä sähkön hinta vaikuttaa investointi- ja häviökustannusten suhteeseen ja kokonaiskustannuksiltaan edullisimpaan ratkaisuun. Sähkönhinnalla 45 €/MWh kokonaiskustannuksiltaan edullisin ratkaisu on neljä kaapelia, joista jokaiseen on liitetty kaksi voimalaa.

### 6.3 Hankealueiden kannattavuus

Tässä työssä tuulivoimapuistojen kannattavuutta tarkastellaan nettonykyarvomenetelmällä ja puistojen kannattavuus määritetään lausekkeella (3.3). Kannattavuuslaskennan lähtöoletuksena tässä työssä käytetään tuulivoimahankkeen elinikänä 20 vuotta. Oman pääoman osuutena käytetään 30 % ja vieraan pääoman 70 %. Oman pääoman tuottovaatimuksena käytetään 10 % ja vieraan pääoman korkona 20 vuoden kiinteää korkoa 20 vuoden laina-ajalla. Lainapääoman korkona käytetään 20 vuoden Swap- korkoa 2,61 % (Bank of Ireland 2013), johon lisätään 2 %:n korkomarginaali. Kaavalla (3.2) laskettuna koko pääoman kustannus on tällöin 6,227 %. Tässä työssä laskentakorkokantana käytetään 6 %. Tuulivoimalan jäännösarvoksi työssä arvioidaan nolla ja muuttuvina kustannuksina käytetään Mikkosen (2011) tutkimuksen käyttö- ja kunnossapitokustannusten keskiarvoa 15 €/MWh.

#### 6.3.1 Investointi- ja häviökustannukset

Turbiinista ja nimellistehosta riippuen, tuuliturbiinin hinta on 1,1 - 1,4 M€/MW (Fareed 2013). Tuuliturbiinin hintana työssä käytetään 1,3 M€/MW. Perustusten kustannuksena

käytetään Fareedin (2013) arvioimien kustannusten vaihteluvälin keskiarvoa, joka on maanvaraiselle perustukselle 275 000 €/kpl ja kallionvaraiselle perustukselle 260 000 €/kpl. Teiden rakentamiskustannuksena käytetään Suomisen (2013) arvioimaa 100 000 €/km, jos voidaan hyödyntää vanhoja tiepohjia ja 150 000 €/km, jos joudutaan rakentamaan kokonaan uutta tietä. Ulkoisen tieverkon rakennuskustannuksena käytetään 150 000 €/km. Puiston sisäistä tieverkkoa rakennetaan 700 metriä turbiinia kohden ja vanhoja tiepohjia hyödynnetään taulukon 6.2 arvioiden mukaisesti. Asennuskenttien kustannuksena käytetään Suomisen (2013) arvioimaa 100 000 €/voimalaa kohti.

Sähköverkkoliittymän investointi- ja häviökustannukset määritettiin luvussa 6.2.1 ja 20/110 kV:n sähköaseman investointi- ja häviökustannukset luvussa 6.2.2. 20 kV:n kaapeliverkon kustannuksena käytetään luvussa 6.2.3 määritettyä kokonaiskustannuksiltaan edullisimman ratkaisun kustannusta. Voimalakohtaiset RMU- kojeiston ja tuulivoimalamuuntajien hinnat perustuvat Mäkitalon (2008) arvioihin. Taulukossa 6.6 on esitetty yhteenveto 24 MW:n tuulivoimapuistojen investointikustannuksista hankealueilla 1, 2 ja 3 sekä investointikustannus kilowattia kohti.

**Taulukko 6.6.** 24 MW:n tuulivoimapuistojen investointikustannukset.

Investointikustannukset	Yksikköhinta	Hankealue 1	Hankealue 2	Hankealue 3
<b>Tuuliturbiinit</b>	1 300 000 €/MW	31 200 000 €	31 200 000 €	31 200 000 €
<b>Perustukset</b>				
Maanvarainen	275 000 €/kpl	1 100 000 €	2 200 000 €	2 200 000 €
Kallionvarainen	260 000 €/kpl	1 040 000 €		
<b>Ulkoisen tieverkko</b>	150 000 €/km	0 €	315 000 €	60 000 €
<b>Sisäinen tieverkko</b>				
Uutta tietä	150 000 €/km	280 000 €	560 000 €	420 000 €
Vanha pohja	100 000 €/km	373 333 €	186 667 €	280 000 €
<b>Asennuskentät</b>	100 000 €/kpl	800 000 €	800 000 €	800 000 €
<b>Sisäinen sähköverkko</b>				
Keskijännitekaapelit	343 979 €	343 979 €	343 979 €	343 979 €
RMU- kojeisto	20 000 €/kpl	160 000 €	160 000 €	160 000 €
Tuulivoimalamuuntaja	40 000 €/kpl	320 000 €	320 000 €	320 000 €
Sähköasema ja päämuuntaja	921 270 €	921 270 €	921 270 €	921 270 €
<b>Liittymisjohto</b>	179 410 €/km	8 791 090 €	179 410 €	1 794 100 €
<b>Liittymismaksu, Fingrid</b>	500 000 €	500 000 €	500 000 €	500 000 €
<b>Yhteensä [€]</b>		45 829 672 €	37 686 326 €	38 999 349 €
<b>Investointikustannus €/kW</b>		1 910 €/kW	1 570 €/kW	1 625 €/kW

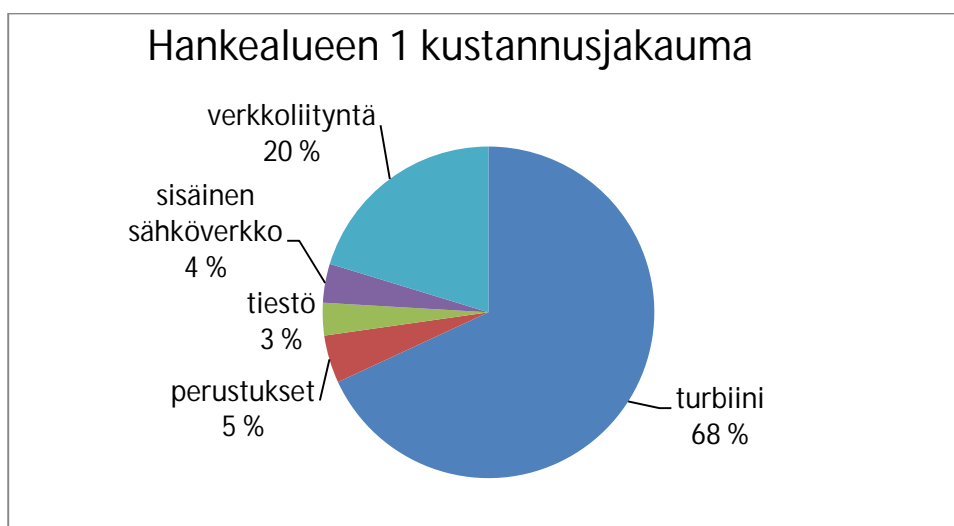
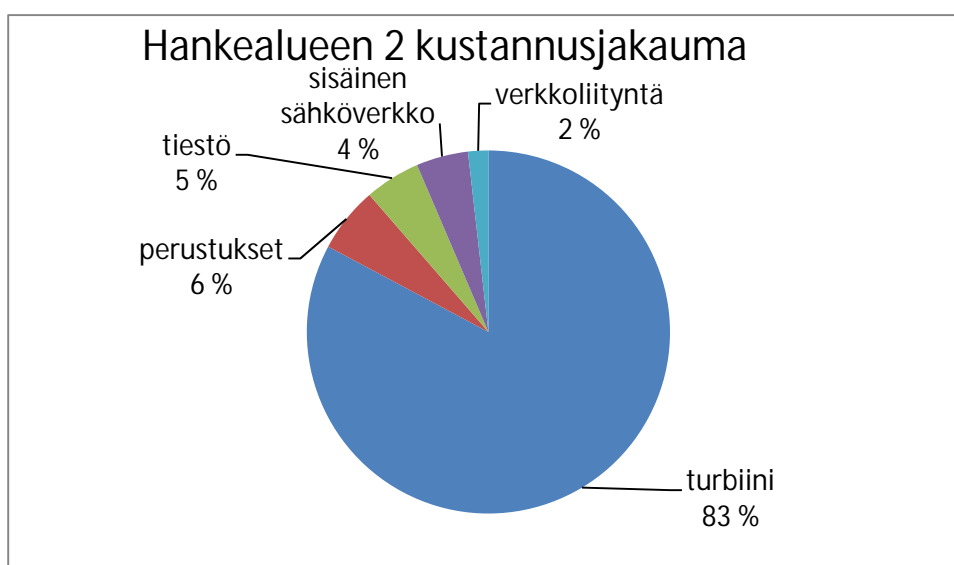
Taulukossa 6.7 on esitetty 24 MW:n tuulivoimapuiston sähköverkon häviökustannukset hankealueilla 1, 2 ja 3 20 vuoden pitoajalta.

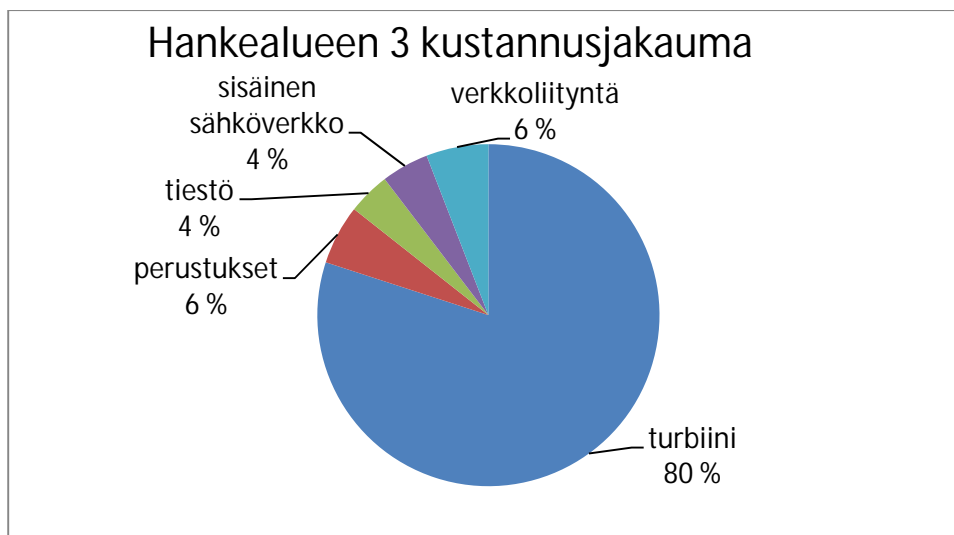


**Taulukko 6.7.** Sähköverkon häviökustannukset 20 vuoden pitoajalta.

	110 kV johto [€]	20 kV kaapeli-verkko [€]	20/110 kV sähköaseman 25 MVA muuntaja [€]	Yhteensä [€]
Hankealue 1	378 791	125 970	1 029 950	1 534 711
Hankealue 2	6 039	125 970	1 029 950	1 161 959
Hankealue 3	77 364	125 970	1 029 950	1 233 284

Taulukossa 6.6 hankealueen 2 investointikustannus (€/kW) on kaikkein lähimpänä Mikkosen (2011) tutkimuksen vuoden 2005 jälkeen asennettujen voimaloiden investointikustannusten keskiarvoa 1550 €/kW. Hankealueiden 1 ja 3 korkeaa investointikustannustasoa selittää kohteiden sähköverkkoliitynnän kalleus. Investointikustannusten jakautuminen hankealueilla 1, 2 ja 3 on esitetty kuvissa 6.2, 6.3 ja 6.4.

**Kuva 6.2.** Hankealueen 1 kustannusjakauma.**Kuva 6.3.** Hankealueen 2 kustannusjakauma.



**Kuva 6.4.** Hankealueen 3 kustannusjakauma.

Hankealueella 1 sijaitsevan tuulivoimapuiston sähköverkkoliitynnän ja sisäisen sähköverkon kustannusten osuus investointikustannuksista 24 % on huomattavasti suurempi kuin Suomisen (2013) arvioima noin 10 % ja Mikkosen (2011) tutkimuksen keskiarvo 5 %. Perustusten ja tietöstön osuus 8 % on hieman pienempi kuin Suomisen (2013) arvioima noin 10 % ja Mikkosen (2011) tutkimuksen 14 %.

Hankealueella 2 sijaitsevan tuulivoimapuiston sähköverkkoliitynnän ja sisäisen sähköverkon osuus investointikustannuksista 6 % vastaa Mikkosen (2011) tutkimuksen tulosta mutta on hieman alhaisempi kuin Suomisen (2013) arvioima 10 %. Perustusten ja tietöstön osuus 11 % vastaa Suomisen (2013) arvioimaa noin 10 % ja mutta on hieman alhaisempi kuin Mikkosen (2011) tutkimuksen keskiarvo 14 %.

Hankealueella 3 sijaitsevan tuulivoimapuiston sähköverkkoliitynnän ja sisäisen sähköverkon osuus investointikustannuksista 10 % vastaa Suomisen (2013) arvioimaa noin 10 % mutta on korkeampi kuin Mikkosen (2011) tutkimuksen 5 %. Perustusten ja tietöstön osuus 10 % vastaa Suomisen (2013) arvioimaa noin 10 % mutta on hieman alhaisempi kuin Mikkosen tutkimuksen keskiarvo 14 %. Hankealueella 3 sijaitseva tuulivoimapuisto on investointikustannuksiltaan lähimpänä kirjallisuudessa esitettyjä arvioita.

### 6.3.2 Nettonykyarvo

Taulukossa 6.8 on esitetty hankealueilla 1, 2 ja 3 sijaitsevien tuulivoimapuistojen diskontatut tulot 20 vuoden ajalta, investointikustannukset, 20 vuoden aikaiset sähköverkon häviökustannukset ja kohteiden nettonykyarvo kuuden prosentin laskentakorkokannalla.

**Taulukko 6.8.** Hankealueiden nettonykyarvo.

	Diskontatut tulot 20 vuodelta [€]	Investointi- kustannukset [€]	Sähköverkon häviökustannukset [€]	NPV [€]
Hankealue 1	39 655 626	45 829 672	1 534 711	– 7 708 757
Hankealue 2	30 982 152	37 686 326	1 161 959	– 7 866 133
Hankealue 3	39 682 918	38 999 349	1 233 284	– 549 715

Tuulivoimapuistojen nettonykyarvo kaikilla hankealueilla on negatiivinen eikä näin ollen yksikään tuulivoimapuistoista ole kannattava. Hankealueella 1 sijaitsevan tuulivoimapuiston heikkoa kannattavuutta selittää infrastruktuurin kalleus. Tuuliolosuhteet alueella luovat edellytykset kannattavalle tuulivoimatuotannolle, alueen sähköverkkoliittynnän kustannukset ovat kuitenkin huomattavan suuret heikentäen kannattavuutta. Hankealueella 2 sijoitettavan tuulivoimapuiston heikkoa kannattavuutta selittää kohteen alhainen vuotuinen keskituulennopeus. Vaikka infrastruktuurin osalta kulurakenne on alhainen, se ei riitä kompensoimaan heikkoa tuulisuutta, mikä alueella on alhaisempi kuin 6,5 m/s, mitä pidetään suuntaa antavana rajana kannattavan tuulivoimapuiston rakentamiselle. Hankealueella 3 sijaitseva tuulivoimapuisto on kolmesta esimerkkitapauksesta vähiten tappiollinen. Alueen tuuliolosuhteet luovat edellytykset kannattavalle tuulivoimatuotannolle. Alueen etäisyys sähköverkkoon on kuitenkin kohtuullisen pitkä, mikä heikentää investoinnin kannattavuutta.

### 6.3.3 Herkkyysanalyysi

Kannattavuuden kasvattamiseksi voidaan pyrkiä lisäämään hankkeen tuottoja tai vähentämään kustannuksia. Hankealueilla 1 ja 3 sijaitsevien puistojen kannattavuutta voidaan parantaa alhaisemmalla kulurakenteella. Hankealueella 2 sijaitsevan puiston kannattavuuden parantamiseksi tuulisuudella ja energiantuotannon lisäämisellä on suurempi merkitys, koska kohteen infrastruktuurin kustannukset ovat jo nyt alhaiset.

Infrastruktuurin näkökulmasta suurin merkitys kannattavuudelle on sillä, mikä on hankealueen etäisyys sähköverkkoon liityntäpaikkaan. Tämä näkyy, kun tarkastellaan, mikä hankealueiden etäisyys 110 kV:n verkkoon tulisi olla, jotta puisto olisi kannattava. Jos 110 kV:n verkon liityntäpaikka sijaitsisi enintään 7,8 km:n päässä hankealueelta 1 ja 7,1 km:n päässä hankealueelta 3 24 MW:n tuulivoimapuisto olisi kannattava. Hankealueella 2 sijaitseva puisto ei ole kannattava, vaikka etäisyys sähköverkkoon liityntäpaikkaan lyhenisi nykyisestä yhdestä kilometristä nolnaan kilometriin.

Perustusten ja teiden rakentamisen kustannuksissa on mahdollista saada pientä säästöä, jos alueella on paljon olemassa olevia teitä ja perustusten rakennuskustannukset ovat alhaiset. Jos perustusten hintana 24 MW:n puistolle käytetään Fareedin (2013) arvioimaa alhaisinta kustannusarviota verrattuna luvussa 6.3.1 käytettyihin kustannusarvioihin, kustannussäästö hankealueella 1 olisi 180 000 € ja hankealueella 2 ja 3 200 000 €

Jos kaikki puistoalueen sisäiset tiet rakennettaisiin vanhoja tiepohjia hyödyntäen, kustannussäästö hankealueella 1 olisi 93 333 €, hankealueella 2 186 667 € ja hankealueella 3 140 000 €. Perustusten ja tienrakentamisen kustannusten herkkyystarkastelusta havaitaan, että edullisimmillaankaan kustannussäästöt perustuksissa ja teidenrakennuksessa eivät riitä saamaan tuulivoimapuistoja kannattaviksi. Hankealueella 3 sijaitsevan puiston nettonykyarvo jää kuitenkin vain 149 715 euroa miinukselle, jos lisäksi oletetaan, että hankealueen etäisyys valtakunnalliseen tieverkostoon on 0 kilometriä.

Sisäisen 20 kV:n kaapeliverkon kustannuksia tarkasteltiin luvussa 6.2.3. Taulukon 6.5 perusteella kahdeksasta eri tarkasteluvaihtoehdosta kalleimman ja edullisimman ratkaisun ero on 145 089 euroa. Tämän luvun tarkastelussa oletettiin, että sisäistä sähkö- ja tieverkkoa rakennetaan 700 metriä turbiinia kohden. Käytännössä yksittäiset tuulivoimalat sijoitetaan puistoalueelle tuotanto maksimoiden ja turbiinien keskinäiset etäisyydet voivat vaihdella huomattavasti. Tällöin kasvavat myös sisäisen tie- ja sähköverkon kustannukset.

Hankealueella 2 sijaitsevan tuulivoimapuiston kannattavuutta voidaan kasvattaa joko kasvattamalla voimalan korkeutta ja/tai roottorin pyyhkäisypinta-alaa. Viimeaikaisena suuntauksena on ollut lapojen pituuden ja roottorin pyyhkäisypinta-alan kasvattaminen, jolloin heikkotuulisimmissa sijoituskohteissa (IEC III – luokka) saadaan tuulivoimalan tuotanto maksimoitua (Koskinen 2012). Tuuliatlaksesta löytyvät paikkakohtaiset tiedot tuulennopeudesta ja 3 MW:n tuulivoimalan vuosituotannosta eri napakorkeuksilla. Hankealueella 2 sijaitsevien voimaloiden napakorkeuden kasvattaminen 100 metristä 125 metriin, nostaa vuotuista keskituulennopeutta 0,4 m/s ja 3 MW:n turbiinin vuotuista energiantuotantoa 6199 MWh:sta 7284 MWh:iin (Suomen Tuuliatlas 2009). Tällä vuotuisella energiantuotannolla hankealueella 2 sijaitsevan 24 MW:n tuulivoimapuiston nettonykyarvo on 911 051 euroa ja puisto on kannattava. Voimalan lapojen pituuden ja/tai napakorkeuden kasvattamisen aiheuttama turbiinikustannusten kasvu kuitenkin heikentää kannattavuutta. Turbiinit hinnoitellaan suhteessa roottorin pyyhkäisypinta-alaan ja karkeasti ottaen napakorkeuden neliöjuureen, koska tuuliturbiinin vuotuinen energiantuotanto kasvaa verrannollisena roottorin pinta-alaan ja napakorkeuden neliöjuureen. (Krohn et al. 2009.) Jos turbiinin kustannuksena käytetään Fareedin (2013) arvioimaa korkeinta kustannusarviota 1,4 M€/MW, turbiinikustannukset kasvavat 2,4 M€ eikä näin ollen energiantuotannon kasvaminen riitä kompensoimaan turbiinikustannusten kasvua. On myös huomiotava, että napakorkeuden ja/tai lapojen halkaisijan kasvattaminen lisää perustuksilta vaadittavia ominaisuuksia ja sitä kautta niiden kustannuksia. Turbiinin lapojen pituuden kasvattaminen vaikuttaa myös tienrakentamisen ja 20 kV:n kaapeliverkon kustannuksiin turbiinien keskinäisen sijoitusetäisyyden kautta.

Kannattavuuslaskennassa käytettävällä laskentakorkokannalla on myös vaikutusta tuulivoimapuiston kannattavuuteen. Jos laskentakorkona käytetään 6 %:n sijaan 5 %:a, 24 MW:n tuulivoimapuiston elinajan aikaiset tulot lisääntyvät hankealueella 1 ja 3 lähes 3 M€ ja hankealue 2 yli 2 M€. Käytettäessä laskentakorkokantana korkeintaan 3.59 % hankealueella 1, 2.97 % hankealueella 2 ja 5.80 % hankealueella 3, 24 MW:n tuulivoimapuisto on kannattava.

## 7 LAAJENNETTUIJEN TUULIVOIMAPUISTOJEN KANNATTAVUUSTARKASTELUT

Tuulivoimapuistoa laajennettaessa tuulivoima-alueelle rakennetaan uusia tuulivoimalaitosyksiköitä. Syyt tuulivoimapuiston laajentamiselle voivat johtua muun muassa vähitellen saaduista tai haetuista rakennusluvista, rakentamista viivästyttäneistä valituksista, toimitusten viivästymisestä tai verkon riittämättömästä siirtokyvystä, jolloin verkko pystyy kantamaan vain osan puiston kokonaistuotannosta ennen kuin verkkoa on vahvistettu. Tällöin on usein kuitenkin kannattavaa ottaa jo osa puistosta käyttöön. (EMV 2013e.)

Tässä luvussa tarkastellaan, miten luvussa 6 tarkasteltujen tuulivoimapuistojen kannattavuus muuttuu, kun tuulivoimapuistoa laajennetaan. Tarkoitus on analysoida kokonaistehon muutoksen vaikutusta hankkeen kannattavuuteen ja määritellä puiston optimikoko (MW), jolla kannattavuus on tarkasteltavalla sijaintipaikalla parhaimmillaan. Puistojen laajennustarkastelussa keskitytään 110 kV:n verkkoliittynän tarkasteluun. Tarkasteluissa oletetaan, että Fingridin sähköverkon siirtokyky on riittävä eikä 110 kV:n verkkoon tarvitse tehdä vahvistuksia.

Tuulivoimapuistojen laajentumistarkastelussa hankealueille sijoitettavan tuulivoimapuiston kokoa kasvatetaan luvussa 6 tarkastellusta 24 MW:sta ylöspäin laajentaen tuulivoimapuistoa niin paljon kuin se on alueen tuulisuuden perusteella mahdollista. Tuuliatlaksen tuulen keskinopeuskartan perusteella hankealueella 1 tuulen keskinopeus on sama kuin kahdella viereisellä 2,5 x 2,5 neliökilometrin karttaruudulla. Kun voimalat oletetaan sijoitettavan 500 metrin päähän toisistaan, hankealueen 1 tuulivoimapuistoa voidaan laajentaa 225 MW:n kokoon saakka. Tällöin kolmen 2,5 x 2,5 neliökilometrin muodostamalle alueelle voidaan sijoittaa 75 kappaletta 3 MW:n voimaloita. Tuuliatlaksen tuulen keskinopeuskartan perusteella hankealueiden 2 ja 3 ympärillä ei ole saman tuulen keskinopeuden omaavia hilaruutuja. Laajennettavien puistojen maksimikoko on tällöin 75 MW ja hankealueille 2 ja 3 voidaan sijoittaa 25 kappaletta 3 MW:n voimaloita. Hankealueelle 1 sijoitettavaa tuulivoimapuistoa tarkastellaan kokoluokasta 33 MW lähtien 9 MW:n välein 225 MW:iin saakka. Hankealueille 2 ja 3 sijoitettavaa tuulivoimapuistoa tarkastellaan 3 MW:n välein 27 MW:sta 75 MW:iin.

## 7.1 Tuulivoimapuistojen sähköverkkoliityntä

Tuulivoimapuiston koon ollessa yli 25 MW liittyminen 110 kV:n verkkoon toteutetaan kytkinasemaliityntänä liittymällä joko lähimpään olemassa olevaan 110 kV:n kytkinasemaan tai rakentamalla kokonaan uusi kytkinasema. Kytkinasema eroaa tuulivoimapuiston 20/110 kV:n sähköasemasta siinä, että kytkinasemalla ei muuteta jännitettä eikä asema tarvitse päämuuntajaa. Rakennettaessa kokonaan uusi kytkinasema, suunnittelussa ratkaistavia ja huomioon otettavia asioita ovat muun muassa kytkinaseman välittämä teho, sijaintipaikka, taloudellisuus, johtojärjestelyt laitoksen ulkopuolella, laajennettavuus, kiskostojärjestelmät ja kojeistorakenteet. (Elovaara & Haarla 2011b.) Aseman sijoituspaikkaan vaikuttavia tekijöitä ovat sallituissa jännitevaihteluissa pysyminen, suojauksien parantaminen, häiriöaikojen ja -laajuuden pienentäminen, nykyisten 110 kV:n linjojen sijainti, uusien 110 kV:n johtojen rakentamismahdollisuuksien parantaminen, suunnitellun sähköaseman kojeiston tuleva rakenne ja kytkentä. (Ojakaski & Puranen 2011.)

Liitettävä kokonaistuotantoteho määrää tuulivoimapuiston verkkoliitynnässä käytettävät virtajohtimet ja pylväsrakenteet. Käytettävä 110 kV:n virtajohdin riippuu tuulivoimapuiston generaattoreiden yhteenlasketusta enimmäistehosta, jota tuulivoimapuiston verkoissa käytetään mitoituskehona (Mäkitalo 2008). Liitettävän tehon perusteella pystytään päättämään käytettävän johdon poikkipinta-ala ja täten paino, jonka pylväsrakenne joutuisi kannattelemaan. Liitettävän tehon lisäksi pylväsrakenteiden valintaan vaikuttavat käytettävissä olevan johtokadun leveys. Johtokatua ollessa riittävästi käytössä edullisin ratkaisu on harustettu puupylväs. Harustamaton pylväs tarvitsee pienemmän johtoalueen, mutta on kustannuksiltaan huomattavasti kalliimpi. (Ojakaski & Puranen 2011.)

### 7.1.1 Kytkinasemaliityntä

Liityntä olemassa olevaan sähköasemaan tehdään, jos tuulivoima-alueen lähellä on sähköasema. Tällöin asemalle liitytään omalla katkaisijalla ja liittymä vastaa liittymisjohtonsa rakentamisesta. Fingridillä on 110 kV:n sähköasemia 62 kappaletta (Fingrid 2013e). Fingridin sähköasemat on esitetty kuvassa 7.1.



**Kuva 7.1.** Fingridin sähköasemat (Fingrid 2013h, muokattu).

Liittyminen Fingridin nykyiseen 110 kV:n kytkinasemaan maksaa 0,6 M€ Fingrid vastaa tarvittavista teknisistä järjestelyistä kytkinasemalla. (Fingrid 2013f.) Tuulivoimapuiston sähköverkkoliittymän kokonaiskustannukset liittymisestä olemassa olevaan Fingridin 110 kV:n kytkinasemaan muodostuvat 110 kV:n verkkoliittymän investointi- ja häviökustannuksista sekä Fingridin 0,6 M€ liittymismaksusta.

Uusi kytkinasema rakennetaan, kun olemassa oleva sähköasema on kaukana tuulivoima-alueelta ja 110 kV:n voimajohto lähellä. Olemassa olevat ratkaisut 110 kV:n asemilla ovat hyvin kirjavia. Perusratkaisuna 110 kV:n asemalla käytetään kuitenkin pääasiassa 2 pääkisko + apukisko – järjestelmää. (Fingrid 2013e.) Jos asema rakennetaan johdon varrelle, rakenteissa voidaan säästää rakentamalla asema poikittain johtoon nähden ja käyttämällä johtoa kokoomakiskona. Laajennettavuudeltaan parempi ratkaisu saadaan rakentamalla asema johdon suuntaisesti. Vähintään kolmeen johtoon liittyvä asema, niin sanottu solmupisteasema, rakennetaan aina alusta alkaen kokoomakiskolaitokseksi. (Elovaara & Haarla 2011b.)

Fingrid edellyttää, että uusi kantaverkon kytkinasema on vähintään kolmen katkaisijalähdön asema ja liittyjä maksaa kytkinaseman rakentamiskustannukset kokonaisuudessaan (Fingrid 2010). Fingrid vastaa uuden kytkinaseman rakennuttamisesta ja liityntä pyritään saamaan valmiiksi noin 24 kuukauden kuluessa allekirjoitetusta hanke- ja/tai liittymissopimuksesta. Jos liityntä edellyttää laajoja muutoksia kantaverkossa, liittymän käyttöönottoaikataulusta sovitaan erikseen. (Fingrid 2013a.)

Tuulivoimapuiston sähköverkkoliittymän kokonaiskustannukset, kun liityntä tehdään rakentamalla uusi kytkinasema, koostuvat kytkinlaitoksen investointikustannuksista ja 110 kV:n voimajohdon investointi- ja häviökustannuksista. Tässä työssä oletetaan, että uusi kytkinasema rakennetaan ilmaeristeisenä. Lisäksi oletetaan, että kytkinasema rakennetaan kaavoittamattomalle alueelle. Taulukossa 7.1 on esitetty tässä työssä käytettävän uuden kytkinaseman kustannuskomponentit ja yksikköhinnat perustuen EMV vuoden 2013 verkkokomponenttien yksikköhintoihin.

**Taulukko 7.1.** 110 kV:n kytkinaseman rakentamiskustannukset.

Kustannuskomponentti	Kustannus
Sähköasematontti, kaavoittamaton alue	1,3 €/m <sup>2</sup>
Sähköasemarakennus, kaavoittamaton alue	85 540 €/kpl
110 kV kentät, ilmaeristeinen asema	
Ilmaeristeinen 3-kiskokojeisto, peruskenttä	541 030 €/kpl
+3-kisko lisäkenttä	382 780 €/kpl
Suojaus- ja automaatio, peruskenttä	66 300 €/kpl
+ lisäkenttä	18 810 €/kpl
<b>Yhteensä</b>	<b>1 496 700 €</b>

Ilmaeristeisen 3-kiskokojeiston peruskentän perushintaan kuuluu vain ensimmäisen kentän laitteistot. Taulukossa 7.1 lisäkenttien hinta kuvastaa seuraavien kenttien mukaan tuomaa investointia. Kolmen katkaisijalähdön asemalla lisäkenttiä tarvitaan 2 kpl. Sähköasematontin pinta-alana käytetään 500m<sup>2</sup>.

### 7.1.2 Sähköverkkoliittymän tekniset vaatimukset

Tuulivoimalaitokselle asetetaan lähtökohtaisesti samat liityntävaatimukset kuin muillekin sähköntuotantolaitoksille. Tuulivoimatuotannon erityispiirteistä johtuen tuulivoimalaitoksille on asetettu lisävaatimuksia, jotka liittyvät lähinnä tuulivoimalan tehon- ja jännitteensäätöön sekä pysäytykseen. (Fingrid 2010.) Suomen sähköverkkoon kytkeytyvien yli 10 MVA:n tuulivoimalaitosten on täytettävä vaatimukset Fingridin määrittämässä liittymispisteessä, joka on liittymissopimuksen mukainen omistusraja ja se sähköverkon piste, jossa tuottajan verkko liittyy julkiseen sähköverkkoon (Fingrid 2011).

Fingrid edellyttää, että puiston pätötehon säätö on mahdollista ja puistolla on riittävä loistehokapasiteetti. Mitoitusjännitteelle ja -taajuudelle on määritetty toimintavaatimukset eri käyttötiloissa, joiden rajoissa voimalaitosten on kyettävä toimimaan. Tuulivoimalaitoksella on oltava automaattinen loisteho- ja jännitteensäätö, puiston kauko-



ohjauksen on oltava mahdollista ja tuulivoimalaitoksen tulee kestää jännitekuoppa irtoamatta verkosta. (Fingrid 2010.) Tuulivoimalaitoksen tuuliturbiinigeneraattorit eivät saa pysähtyä yhtä aikaa suuren tuulennopeuden vuoksi. Pysähtyksen tulee olla porrastettu ja porrastuksen tulee perustua tuuliturbiinigeneraattoreiden kykyyn toimia turvallisesti voimakkaalla tuulella. (Fingrid 2013c.) Tuulivoimalaitoksen käynnistäminen ei myöskään saa aiheuttaa voimakkaita yliaaltoja tai suuria jännitteenmuutoksia liittymispisteessä (Fingrid 2011).

## **7.2 Sähköverkkoliittynän toteutusvaihtoehdot**

Tässä luvussa tarkastellaan, mikä on teknisten reunaehtojen asettamat vaatimukset toteutettava kokonaiskustannuksiltaan edullisin virtajohtin hankealueilla 1, 2 ja 3 tuulivoimapuiston kokonaistehon muuttuessa. Tuulivoimapuiston sähköverkkoliittynän toteutusta tarkastellaan kolmella eri johdintyypillä, kun liittymä tehdään olemassa olevaan kytkinasemaan tai kun liittymää varten rakennetaan uusi kytkinasema. Tarkastelussa käytettävät virtajohtimet ovat Ostrich, Duck ja 2-Duck, jossa kaksi virtapiiriä kulkee samalla pylvällä. Liittymä olemassa olevaan kytkinasemaan oletetaan tehtävän lähimmälle sähköasemalle ja uusi kytkinasema oletetaan rakennettavan lähimpään 110 kV:n verkon pisteeseen. Hankealueiden etäisyydet lähimpään 110 kV:n verkkoon ja lähimpään sähköasemaan on esitetty taulukossa 6.2.

Ensimmäiseksi analysoidaan tuulivoimapuistojen sähköverkkoliittynän teknistä toteutettavuutta eri virtajohtimilla. Teknistä toteutettavuutta tarkastellaan PowerWorld-ohjelmistolla, jonka avulla saadaan tieto virtajohtimien teknisten reunaehtojen täyttymisestä sekä häviöistä taloudellisuuslaskuja varten. Tämän jälkeen analysoidaan kokonaiskustannuksiltaan edullisin virtajohtin puiston kokonaistehon muuttuessa.

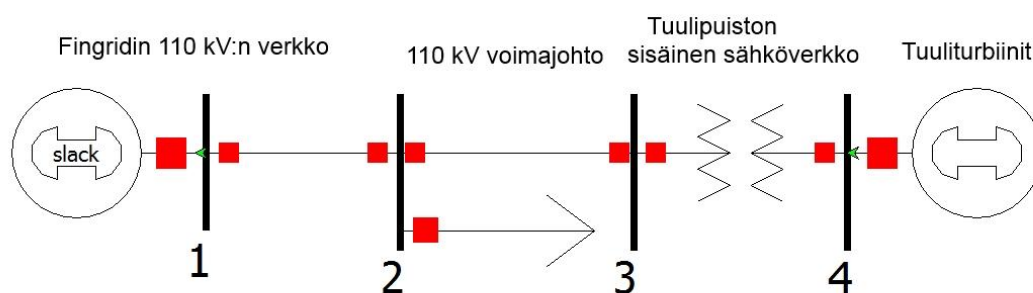
### **7.2.1 Sähköverkkoliittynän tekninen toteutettavuus**

Tarkastelussa teknisinä reunaehtoina käytetään virtajohtimen siirtokykyä, liittymispisteen jännitetasoa ja voimalan verkosta irtoamisesta aiheutuvaa hetkellistä muutosta liittymispisteen jännitetasossa. Jännitetaso ja jännitemuutosten on pysyttävä Fingridin määrittelemien standardien rajoissa. Fingrid määrittelee 110 kV:n jännitteeseen verkkoon liittyville asiakkaille jännitteen tasoa ja jännitteen vaihtelua koskevat tavoitetasot. 110 kV:n liittynän suunnittelun lähtökohtana oleva kantaverkon liittymispisteen jännite on 118 kV. Nimellisjännitteeltään 110 kV:n verkossa jännitteen normaali vaihtelualue on 105...123 kV ja häiriö- ja poikkeustilanteessa 100...123 kV. (Fingrid 2012a.) Fingrid asettaa vaatimuksia myös jännitteen muutoksille. Verkon normaalikäyttöolosuhteissa nopeat jännitteenmuutokset eivät saa ylittää taulukon 7.2 arvoja (Fingrid 2007).

**Taulukko 7.2.** Jännitemuutosten sallittu esiintymistaajuus (Fingrid 2007).

Jännitemuutosten esiintymistaajuus	Jännitteen muutos %
kerran vuorokaudessa	< 6
alle 24 kertaa vuorokaudessa	< 4
yli 24 kertaa vuorokaudessa	< 3

Sähköverkko on mallinnettu PowerWorld- ohjelmistolla syöttämällä siihen 110 kV:n virtajohtimien, 20/110 kV:n päämuuntajan sekä 110 kV:n liittymispisteen arvot suhteellisarvoina. Suhteellisarvot ja niiden laskenta on esitettyä liitteessä 3. Kuvassa 7.2 on esitetty PowerWorld- ohjelmistolla mallinnettu tarkasteltava sähköverkko.

**Kuva 7.2.** Havainnekuva PowerWorld- ohjelmistolla mallinnetusta sähköverkosta.

Virtajohtimen siirtokyky on riittävä, jos 110 kV:n virtajohdon kuormitusvirta on pienempi kuin kyseisen virtajohdon kuormitettavuus. Tarkastelussa käytettävien virtajohtimien Ostrich ja Duck kuormitettavuus on esitetty liitteessä 2. Kaksoisavojohdon 2-Duck kuormitettavuus on 1280 A (Pihkala 2009). Verkon jännitteenalenema pysyy Fingridin määrittelemissä sallituissa rajoissa, kun kuvan 7.2 solmussa 3 jännite pysyy alle 123 kV. Yksittäisen turbiinin verkosta irtoamisesta aiheutuva jännitteenmuutos pysyy sallituissa rajoissa, kun kuvan 7.2 solmussa 2 jännitteenmuutos yhden turbiinin irrottua on alle 6 % tilanteesta, jossa kaikki turbiinit ovat toiminnassa.

Sähköverkkoliittymän tekninen toteutettavuus eri virtajohtimilla on esitetty liitteessä 4. Hankealueella 1 sijaitseva tuulivoimapuisto voidaan liittää 110 kV:n verkkoon johtimella Ostrich, kun puiston kokonaisteho on korkeintaan 87 MW. Yli 87 MW:n puiston kohdalla teknisistä reunaehdoista vastaan tulee ensimmäisenä virtajohtimen Ostrich siirtokyky. Virtajohdinta Duck voidaan käyttää kun puiston teho on korkeintaan 123 MW. Tällöinkin teknisistä reunaehdoista ensimmäisenä vastaan tulee virtajohtimen siirtokyky. Virtajohtimella 2-Duck voidaan liittää kaikki hankealueen 1 tarkastelussa käytetyt eri kokoluokan tuulivoimapuistot. Teknisten reunaehtojen puitteissa hankealueella 2 ja 3 sijaitsevat tuulivoimapuistot voidaan liittää 110 kV:n verkkoon virtajohtimilla Ostrich, Duck tai 2-Duck.

## 7.2.2 110 kV:n avojohtojen investointi- ja häviökustannukset

Tässä työssä 110 kV:n avojohtojen investointikustannusten määrittelyssä käytetään Suomisen (2013) arvioimaa voimajohdon Duck suunnittelu ja rakennuskustannusta 190 000 €/km ja Elovaaran & Haarlan (2011) arvioimia 110 kV:n avojohtojen kustannussuhteita. Taulukossa 7.3 on esitetty 110 kV:n avojohtojen keskinäiset prosentuaaliset hinnat eri virtajohtimilla pylvästyypin ollessa harustettu puinen portaalipylväs sekä avojohtojen hinnat, kun referenssi-hintana on käytetty Suomisen (2013) arvioimaa voimajohdon Duck kustannusta 190 000 €/km.

**Taulukko 7.3.** Tarkastelussa käytettävät 110 kV:n avojohtojen investointikustannukset (Elovaara & Haarla 2011b, muokattu).

Pylvästyypit	Virtajohdin	Hinta, %	Hinta [€/km]
Portaalipylväs, harustettu puupylväs betoniperustuksin	Ostrich	100	158 333
Portaalipylväs, harustettu puupylväs betoniperustuksin	Duck	120	190 000
Portaalipylväs, harustettu puupylväs betoniperustuksin	2-Duck	160	253 333

Virtajohtimissa syntyvät pätötehohäviökustannukset on laskettu kaavalla (5.5). Johdolla syntyvät pätötehohäviöt on määritetty PowerWorld- ohjelmistolla ja häviökustannusten laskemisessa on käytetty samoja oletuksia kuin luvussa 6.2.1. Investointi- ja häviökustannukset eri virtajohtimille on esitetty liitteessä 4. Taulukossa 7.4 on esitetty kokonaiskustannuksiltaan edullisin virtajohdin hankealueilla 1, 2 ja 3 puiston kokonaistehon muuttuessa.

**Taulukko 7.4.** Kokonaiskustannuksiltaan edullisin virtajohdin hankealueilla 1, 2 ja 3.

Hankealue 1	Ostrich	Duck	2-Duck
Rakennetaan uusi kytkinasema	33 – 42 MW	51 – 96 MW	105 – 225 MW
Liityntä nykyiseen kytkinasemaan	33 – 42 MW	51 – 96 MW	105 – 225 MW
Hankealue 2			
Rakennetaan uusi kytkinasema	27 – 48 MW	51 – 75 MW	-
Liityntä nykyiseen kytkinasemaan	27 – 48 MW	51 – 75 MW	-
Hankealue 3			
Rakennetaan uusi kytkinasema	27 – 48 MW	51 – 75 MW	-
Liityntä nykyiseen kytkinasemaan	27 – 48 MW	51 – 75 MW	-

Hankealueella 1 kokonaiskustannuksiltaan edullisin virtajohdin on Ostrich, kun puiston koko on 33 – 42 MW, Duck puiston koon ollessa 51 – 96 MW ja 2-Duck tehoalueella 105 – 225 MW. Hankealueilla 2 ja 3 kokonaiskustannuksiltaan edullisin virtajohdin on Ostrich, kun puiston koko on 27 – 48 MW ja Duck puiston koon ollessa 51 – 75 MW.

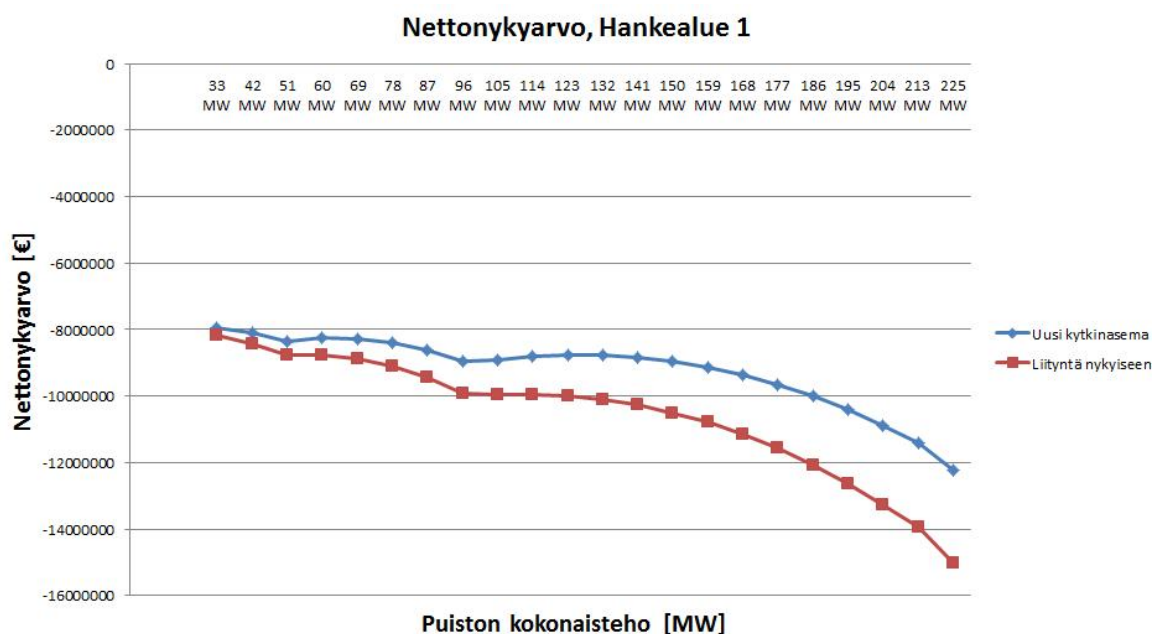
### 7.3 Esimerkkikohteiden kannattavuustarkastelut

Tässä luvussa tarkastellaan hankealueille 1, 2 ja 3 sijoitettavien tuulivoimapuistojen kannattavuutta puiston kokonaistehon muuttuessa. Tarkastelussa huomioidaan luvun 6 tapaan tuulivoimaloiden tuotot, investointikustannukset ja käyttö- ja kunnossapidon kustannukset. Kannattavuutta tarkastellaan nettonykyarvomenetelmällä ja luvussa 6.3 määritetyillä kannattavuuslaskennan lähtöoletuksilla.

Luvun 6 tarkasteluun verrattuna, puiston laajentamisen myötä puiston sisäisessä sähköverkossa tarvittavien keskijännitekaapeleiden määrät ja päämuuntajan koko muuttuvat. Sähköaseman optimaalisinta paikkaa pitää myös tarkastella uudestaan, sekä onko edullisempaa rakentaa mahdollisesti useampi sähköasema. Luvussa 6 määritettiin 24 MW:n puiston sisäisen sähköverkon kokonaiskustannus, sisältäen 20 kV:n kaapeliverkon ja 20/110 kV sähköaseman investointi- ja häviökustannukset, 2 421 169 €. Tässä luvussa sisäisen sähköverkon kustannuksena käytetään luvussa 6 määritettyä sisäisen verkon kokonaiskustannusta megawattituntia kohti 100 882 €/MW. Luvussa ei ole mukana RMU-laitteiston ja tuulivoimalamuuntajan voimalakohtaisia hintoja, jotka on huomioitu erikseen. Tuuliturbiinien, perustusten, ulkoisen ja sisäisen tieverkon, asennuskenttien, RMU-laitteiston ja tuulivoimalamuuntajien yksikköhinnat on esitetty taulukossa 6.6. Kytinasemaliittynän kustannukset on esitetty luvussa 7.1.1 ja 110 kV:n avojohdon kokonaiskustannukset luvussa 7.2.2.

#### 7.3.1 Hankealue 1

Kuvassa 7.3 on esitetty hankealueelle 1 sijoitettavan tuulivoimapuiston nettonykyarvo kokonaistehon funktiona, kun liityntä 110 kV:n verkkoon tehdään rakentamalla uusi kytkinasema tai kun sähköverkkoliittymä tehdään nykyiseen olemassa olevaan kytkinasemaan.

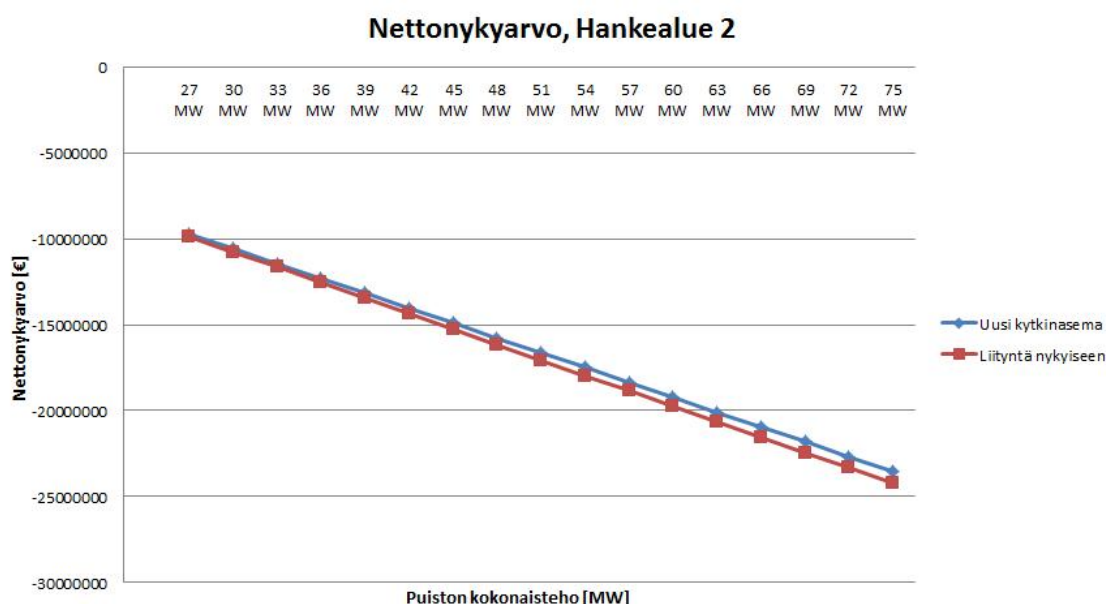


**Kuva 7.3.** Hankealueen 1 nettonykyarvo tuulivoimapuiston kokonaistehon funktiona.

Kuvasta 7.3 havaitaan, että hankealueelle 1 sijoitettava tuulivoimapuisto on kannattamaton kaikilla tarkasteltavilla puiston kokonaistehoilla ja että kannattavuus heikkenee puiston kokonaistehon kasvaessa. Kuvasta on nähtävissä pienet ”notkahdukset” kohdissa, joissa kokonaiskustannuksiltaan edullisin 110 kV:n verkkoliittymän virtajohdin vaihtuu. Kuvasta 7.3 havaitaan, että tuulivoimapuiston kannattavuus on parempi toteutettaessa verkkoliittymä rakentamalla uusi kytkinasema verrattuna tilanteeseen, jossa verkkoliittymä tehdään olemassa olevaan kytkinasemaan. Toteutettaessa liittymä olemassa olevaan kytkinasemaan 110 kV:n voimajohtoa on rakennettava 6 km enemmän verrattuna tilanteeseen jossa liittymä tehdään rakentamalla uusi kytkinasema. Uuden kytkinaseman rakennuskustannukset ovat alhaisemmat kuin Fingridin liittymismaksu sekä 6 kilometrin voimajohdon kokonaiskustannukset yhteensä.

### 7.3.2 Hankealue 2

Kuvassa 7.4 on esitetty hankealueelle 2 sijoitettavan tuulivoimapuiston nettonykyarvo kokonaistehon funktiona, kun liittymä 110 kV:n verkkoon tehdään rakentamalla uusi kytkinasema tai kun verkkoliittymä tehdään olemassa olevaan kytkinasemaan.

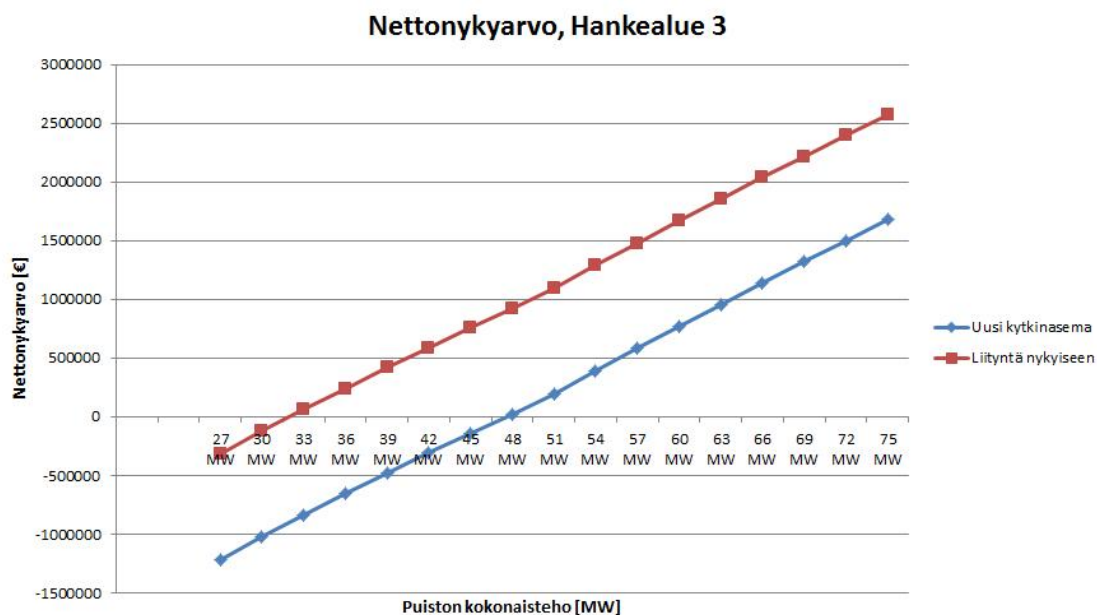


**Kuva 7.4.** Hankealueen 2 nettonykyarvo tuulivoimapuiston kokonaistehon funktiona.

Kuvasta 7.4 havaitaan, että hankealueelle 2 sijoitettava tuulivoimapuisto on kannattamaton kaikilla tarkasteltavilla puiston kokonaistehoilla ja että kannattavuus heikkenee puiston kokonaistehon kasvaessa. Erot liityttäessä nykyiseen kytkinasemaan tai rakennettaessa uusi, ovat melko pienet.

### 7.3.3 Hankealue 3

Kuvassa 7.5 on esitetty hankealueelle 3 sijoitettavan tuulivoimapuiston nettonykyarvo kokonaistehon funktiona, kun liityntä 110 kV:n verkkoon tehdään rakentamalla uusi kytkinasema tai kun sähköverkkoliityntä tehdään olemassa olevaan kytkinasemaan.



**Kuva 7.5.** Hankealueen 3 nettonykyarvo tuulivoimapuiston kokonaistehon funktiona.

Kuvasta 7.5 havaitaan, että hankealueelle 3 sijoitettavan tuulivoimapuiston kannattavuus kasvaa puiston kokonaistehon kasvaessa ja on suurimmillaan kokonaistehon ollessa 75 MW. Kun tuulivoimapuisto liitetään 110 kV:n verkkoon rakentamalla uusi kytkinasema, puisto on kannattava kokonaisteholla 48 MW ja kun puisto liitetään olemassa olevaan kytkinasemaan, puisto on kannattava kokonaisteholla 33 MW. Hankealueella 3 lähin 110 kV:n verkon piste ja kytkinasema ovat yhtä lähellä, joten käytännössä ei ole mielekasta rakentaa uutta kytkinasemaa, vaan liityntä tehdään olemassa olemaan kytkinasemaan.

Liitteen 5 kuvissa 1, 2 ja 3 on esitetty hankealueiden 1, 2 ja 3 nettonykyarvo megawattia kohti puiston kokonaistehon funktiona. Kaikilla hankealueilla nettonykyarvo megawattia kohti kasvaa puiston koon kasvaessa. Kannattavuuden kasvu megawattia kohti johtuu puiston koon suhteen ei verrannollisista kustannuksista, jotka megawattia kohti pienenevät puiston kokonaistehon kasvaessa.

## 8 JOHTOPÄÄTÖKSET JA YHTEENVETO

Tuulivoimatuotannon merkittävin menestystekijä on tuotantoon soveltuvan maa-alueen hankinta. Tuuliolosuhteiden lisäksi maa-alueen soveltavuuteen vaikuttaa se, voidaanko alueelle rakentaa ja kuinka kalliiksi rakentaminen tarvittavan infrastruktuurin ja rakennustavan myötä tulee. Tärkeä tekijä tuulivoimapuistohankkeen toteuttamisedellytyksiä on erityisesti sähköverkkoliityntäkustannusten vaikutus tuulivoimapuistohankkeen kannattavuuteen.

Tässä työssä tarkasteltiin infrastruktuurikustannusten vaikutusta tuulivoimapuiston kannattavuuteen. Kirjallisuusosiossa selvitettiin mistä tekijöistä infrastruktuurin kustannuksen muodostuvat ja mitkä tekijät niihin vaikuttavat. Työn tutkimusosiossa syöttötäriffin piirissä olevan maatuulivoimapuiston kannattavuutta tarkasteltiin kolmen tuulisuudeltaan ja infrastruktuurikustannuksiltaan erilaisen esimerkkitapauksen avulla, kun tuulivoimapuistot liitettiin Fingridin omistamaan 110 kV:n kantaverkkoon.

Kirjallisuuskatsauksen perusteella suurin merkitys tuulivoimapuiston kannattavuuteen infrastruktuurin näkökulmasta on verkkoliitynnän kustannuksilla ja erityisesti sillä, mikä on hankealueen etäisyys sähköverkkoon liityntäpaikkaan. Hankekehittäjä pyrkii rakentamaan verkkoliitynnän mahdollisimman lyhyeksi siihen verkon liityntäpisteeseen, mihin verkon omistajalta saa luvan. Muiden infrastruktuuritekijöiden vaikutus tuulivoimapuiston kannattavuudelle on pienempi, mutta jos puiston sisäisen sähköverkon, tiestön ja voimaloiden perustusten rakentaminen on helppoa ja kilpailukykyistä, johtuen turbiinien sijoittelusta puistoalueella, maaperän laadusta tai mahdollisuudesta hyödyntää alueella jo olemassa olevaa tiestöä, näissä rakentamisen kustannuksissa on mahdollista saada säästöjä.

Esimerkkitarkasteluissa analysoitujen kolmen infrastruktuurikustannuksiltaan erilaisen tuulivoimapuiston kannattavuustarkastelut vahvistivat kirjallisuudessa esitetyt arviot. Tämä näkyi tuloksissa kun hankealueen etäisyyttä sähköverkon liityntäpaikkaan lyhennettiin. Kaksi tarkasteltavista kolmesta kohteesta saatiin kannattaviksi muiden muuttujien pysyessä vakiona mutta alhaisimmalla mahdollisella perustusten, sisäisen sähköverkon ja tiestön kulurakenteella tuulivoimapuistot eivät olleet kannattavia. Kolmannen esimerkkitarkastelussa käytetyn puiston heikko kannattavuus selittyy hyvin alhaisella tuulennopeudella, joka aikaansaa sen, että kaikkein alhaisimmillakaan mahdollisella infrastruktuurin kulurakenteella tuulivoimapuisto ei ole kannattava.

Tuulivoimapuiston kokonaistehon vaikutusta hankkeen kannattavuuteen tarkasteltiin kasvattamalla tuulivoimapuistojen kokonaistehoa aluksi tarkastellusta 24 MW:sta 75 MW:iin kahdessa esimerkkitapauksessa. Kolmannessa kokonaistehoa kasvatettiin 225 MW:iin asti. Tarkastelussa havaittiin puistojen hyötyvän skaalaeduista tuulivoimapuistojen kokonaistehon kasvaessa, mikä näkyi tuulivoimapuistojen nettonykyarvon kasvuna megawattia kohti. Tarkastelussa esimerkkipuisto, joka oli kustannusrakenteeltaan lähimpänä kirjallisuudessa esitettyä keskivertotapausta, oli kannattava kokonaistehon ollessa 33 MW tai tätä suurempi. Kahdessa muussa tarkastellussa tapauksessa toisen tuulusuus oli hyvin alhainen ja toisen kulurakenne korkea, eikä skaalaetu ollut riittävä saamaan näitä puistoja kannattavaksi.

Infrastruktuurin kustannusten merkitys tuulivoimapuiston kannattavuudelle tulee näkyviin erityisesti siinä tilanteessa, kun tuulivoimatuotannon kannalta parhaat paikat on rakennettu ja joudutaan rakentamaan alueille, joilla tuuliolosuhteet ovat huonommat ja olemassa oleva sähköverkko on kaukana. Kaikkosen (2011) mukaan erilaiset tukijärjestelmät ovat vielä jonkin aikaa avainasemassa tuulivoiman kuten muunkin uusiutuvan energian kehityksen kannalta, mutta seuraavien vuosikymmenten aikana huomiota tulisi enenevässä määrin kiinnittää sähköverkkojärjestelmän kehittämiseen.

Työssä tarkasteltiin tuulivoimapuistojen liittämistä ainoastaan Fingridin omistamaan 110 kV:n sähköverkkoon eikä työssä huomioitu muita eri sähköyhtiöiden omistamia 110 kV:n verkkoja. Työssä ei myöskään huomioitu verkon vahvistamisesta aiheutuvia kustannuksia, jotka saattavat olla huomattavat sekä viivästyttää hankkeen etenemistä. Tuulivoimapuistojen liittäminen Fingridin sähköverkkoon oletettiin tehtävän suoraan lähimpään 110 kV:n sähköverkon pisteeseen, vaikka käytännössä liityntäpiste on aina tapauskohtainen ja riippuu verkkoyhtiön määrittämästä liittymispisteestä. Esimerkkitarasteluissa käytetty arvio vanhojen tiepohjien hyödyntämismahdollisuudesta alueella, maanvaraisen- ja kallionvaraisen perustusratkaisun osuus tuulivoimapuiston kaikista voimaloiden perustuksista sekä tienrakentamisen kustannusten ja sisäisen 20 kV:n kaapeliverkon kustannusten laskennassa käytetty arvio turbiinien keskinäisestä etäisyydestä puistoalueella perustuvat karkeaan arvioon, joka katsottiin kuitenkin riittäväksi tämän työn tarkastelujen puitteissa.

Tulevissa jatkotutkimuksissa voisi esimerkiksi tarkastella, miten tuulivoimapuistojen kannattavuus muuttuu kun puistot liitetään 110 kV:n verkon sijaan 220 kV:n tai 400 kV:n jännitteiseen verkkoon sekä mikä merkitys tuulivoimapuiston kannattavuudelle on sillä kenen verkkoyhtiön omistamaan verkkoon liitytään. Laajemmalla aineistolla työstä olisi ehkä myös mahdollista saada yleistettävämpiä tuloksia, miten tuulivoimapuiston sijainti vaikuttaa kannattavuuteen infrastruktuurin näkökulmasta.



## LÄHTEET

Bank of Ireland., 2013. Interest Rates. [WWW]. [viitattu 31.10.2013]. Saatavissa: <http://corporatebanking.bankofireland.com/markets/interest-rates/>

Bergmann, H. 2013. Tuulivoiman projektirahoitus. Tuulienergia 4/2013, s. 18-19.

Burton, T., Sharpe, D., Jenkins, N., Bossanyi, E. 2001. Wind Energy: Handbook. John Wiley and Sons. 642 p.

Elovaara, J., Haarla, L. 2011a. Sähköverkot 1 - Järjestelmäteknikka ja sähköverkon laskenta. 1. painos. Helsinki, Otatieto. 520 s.

Elovaara, J., Haarla, L. 2011b. Sähköverkot 2 - Verkon suunnittelu, järjestelmät ja laitteet. 1. painos. Helsinki, Otatieto. 551 s.

EMV., 2010. Sähköverkkokomponenttien yksikköhintojen määrittäminen. Raportti 17.11.2010. [WWW]. [viitattu 20.9.2013]. Saatavissa: [http://www.energiamarkkinavirasto.fi/files/Lahde\\_9\\_Empower\\_Yksikkohinnat\\_2010%20\(2\).pdf](http://www.energiamarkkinavirasto.fi/files/Lahde_9_Empower_Yksikkohinnat_2010%20(2).pdf)

EMV., 2011. Päätökset tuotannon liittämistä koskevien maksujen määrittämisestä koskevien menetelmien vahvistamisesta. Liite 1. Menetelmät verkonhaltijan tuotannon liittämistä koskevien maksujen määrittämiseksi. [WWW]. [viitattu 2.7.2013]. Saatavissa: [http://www.emvi.fi/files/Liite1\\_Tuotannon\\_liittaminen.pdf](http://www.emvi.fi/files/Liite1_Tuotannon_liittaminen.pdf)

EMV., 2013a. Syöttötariffin määrittäminen. [WWW]. [viitattu 6.4.2013]. Saatavissa: <http://www.emvi.fi/files/Syöttötariffin%20määrittäminen%202013-01-16%20FI.pdf>

EMV., 2013b. Sähkön tuotantotuki. [WWW]. [viitattu 28.10.2013]. Saatavissa: <http://www.energiamarkkinavirasto.fi/alasivu.asp?gid=344&languageid=246>

EMV., 2013c. Tuotantotuki. [WWW]. [viitattu 6.4.2013].  
Saatavissa: <http://www.energiamarkkinavirasto.fi/alasivu.asp?gid=344&languageid=246>

EMV., 2013d. Tuotantotukijärjestelmän yhteenveto. [WWW]. [viitattu 29.11.2013].  
Saatavissa: [http://www.emvi.fi/files/Tukijarjestelman\\_yhteenveto\\_2013.pdf](http://www.emvi.fi/files/Tukijarjestelman_yhteenveto_2013.pdf)

EMV., 2013e. Tuulivoimapuiston laajentaminen, uusiutuvan energian syöttötariffijärjestelmän ajankohtaispäivät 15.1.2013. [WWW]. [viitattu 19.6.2013]. Saatavissa: [http://www.energiamarkkinavirasto.fi/files/Määttä\\_Heli.pdf](http://www.energiamarkkinavirasto.fi/files/Määttä_Heli.pdf)

Energiavirasto., 2014a. Syöttötariffijärjestelmään hyväksytyjen voimalaitoksien tietoja. [WWW]. [viitattu 20.5.2014]. Saatavissa: <https://tuotantotuki.emvi.fi/Installations>

Energiavirasto., 2014b. Sähköverkkotoiminnan tunnusluvut vuodelta 2012. [WWW]. [viitattu 9.4.2014]. Saatavissa: <http://www.energiavirasto.fi/sahko verkkotoiminnan-tunnusluvut-vuodelta-20121>

EPV Tuulivoima Oy., 2010. Vähäkyrön tuulivoimapuisto. Ympäristövaikutusten arviointiselostus. [WWW]. [viitattu 7.11.2013]. Saatavissa: <http://www.epvtuulivoima.fi/wp-content/uploads/sites/5/V%C3%A4h%C3%A4nkyr%C3%B6n-YVA-Selostus.pdf>

EWEA., 2009. Wind Energy - The Facts. [WWW]. [viitattu 16.3.2013]. Saatavissa: <http://www.wind-energy-the-facts.org/>

Fareed, T. 2011. Uusiutuvan energian tuotantomuodot investointikohteina. Diplomityö. Tampere 2011. Tampereen teknillinen yliopisto. Sähkötekniikan koulutusohjelma. 122 s.

Fareed, T. 2013. Tuulivoima-opintojakson kurssimateriaali. Vierailuluennon kurssikalvot 23.4.2013. Tampere. Tampereen teknillinen yliopisto.

Fingrid Oyj., 2007. Voimajärjestelmän suunnittelu. 110 kV verkon sähkönlaatu. [WWW]. [viitattu 17.2.2014]. Saatavissa: [http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/asiakasliitteet/Liittyminen/110%20kV\\_verkon\\_sahkon\\_laatu.pdf](http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/asiakasliitteet/Liittyminen/110%20kV_verkon_sahkon_laatu.pdf)

Fingrid Oyj., 2010. Tuulivoimapuiston liittäminen kantaverkkoon. Fingrid Oyj:n ohjeet ja vaatimukset. [WWW]. [viitattu 14.5.2013]. Saatavissa: [http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/asiakasliitteet/Liittyminen/tuulipuiston\\_liittaminen.pdf](http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/asiakasliitteet/Liittyminen/tuulipuiston_liittaminen.pdf)

Fingrid Oyj., 2011. Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset (VJV 2007) Liite 2 Tuulivoimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset. [WWW]. [viitattu 17.2.2014]. Saatavissa: [http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/asiakasliitteet/Liittyminen/vjv2007\\_liite\\_2\\_-\\_tuulivoimalaitosten\\_jarjestelmatekniset\\_vaatimukset.pdf](http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/asiakasliitteet/Liittyminen/vjv2007_liite_2_-_tuulivoimalaitosten_jarjestelmatekniset_vaatimukset.pdf)

Fingrid Oyj., 2012a. Fingrid Oyj:n yleiset liittymisehdot YLE2013. [WWW]. [viitattu 16.5.2013]. Saatavissa:

<http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/asiakasliitteet/Liittyminen/VAHVISTETTU%20-%20Fingrid%20Oyj%20yleiset%20liittymisehdot%20YLE2013.pdf>

Fingrid Oyj., 2012b. Pohjanmaan sähköverkkoa vahvistetaan. Lehdistötiedote. [WWW]. [viitattu 3.4.2014]. Saatavissa:

<http://www.fingrid.fi/fi/ajankohtaista/tiedotteet/Sivut/Pohjanmaans%C3%A4hk%C3%B6verkkoa-vahvistetaan-2.aspx>

Fingrid Oyj., 2013a. Kantaverkkoon liittymisen periaatteet. [WWW]. [viitattu 27.2.2013]. Saatavissa:

[http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/asiakasliitteet/Liittyminen/Liittymisen\\_periaatteet\\_31%201%202013.pdf](http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/asiakasliitteet/Liittyminen/Liittymisen_periaatteet_31%201%202013.pdf)

Fingrid Oyj., 2013b. Voimansiirtoverkko. [WWW]. [viitattu 28.10.2013]. Saatavissa:

<http://www.fingrid.fi/fi/yhtio/esittely/voimansiirtoverkko/Sivut/default.aspx>

Fingrid Oyj., 2013c. Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset VJV2013. [WWW]. [viitattu 18.6.2013]. Saatavissa:

<http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/asiakasliitteet/Liittyminen/2013/Voimalaitosten%20j%C3%A4rjestelm%C3%A4tekniset%20vaatimukset%20VJV2013.pdf>

Fingrid Oyj., 2013d. Liittymistapa. [WWW]. [viitattu 14.5.2013]. Saatavissa:

<http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/liittyminen/liittymisper/Sivut/default.aspx>

Fingrid Oyj., 2013e. Alueellinen verkkosuunnittelu. [WWW]. [viitattu 21.2.2014] Saatavissa:

[https://noppa.aalto.fi/noppa/kurssi/s-18.3201/luennot/S-18\\_3201\\_luentokalvot.pdf](https://noppa.aalto.fi/noppa/kurssi/s-18.3201/luennot/S-18_3201_luentokalvot.pdf)

Fingrid Oyj., 2013f. Liittymismaksut. [WWW]. [viitattu 18.6.2013]. Saatavissa:

<http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/liittyminen/hinnoittelu/Sivut/default.aspx>

Fingrid Oyj., 2013g. Kantaverkkomaksut. [WWW]. [viitattu 12.1.2014]. Saatavissa:

<http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/Kantaverkkopalvelut/hinnat/Sivut/default.aspx>

Fingrid Oyj., 2013h. Karttapalvelu. [WWW]. [viitattu 14.1.2014]. Saatavissa:

<http://fingrid.navici.com/platform/?tab=feedback>

Fingrid Oyj., 2014. Suomen sähkövoimajärjestelmä. [WWW]. [viitattu 3.4.2014]. Saatavissa:

<http://www.fingrid.fi/fi/voimajarjestelma/voimaj%C3%A4rjestelm%C3%A4/Suomen%20s%C3%A4hk%C3%B6voimaj%C3%A4rjestelm%C3%A4/Sivut/default.aspx>

Geologian tutkimuskeskus., 2011. Geologiset aineistot. [WWW]. [viitattu 15.12.2013].

Saatavissa: <http://geomaps2.gtk.fi/geo/>

Hagqvist, O. 2012. Tuulivoimapuiston sähköverkkoliittymän teknistaloudellinen analyysi. Diplomityö. Tampere 2012. Tampereen teknillinen yliopisto. Sähkötekniikan koulutusohjelma. 93 s + liitt. 7 s.

Holttinen, H., Turkia, V. 2013. Tuulivoiman tuotantotilastot. Vuosiraportti 2011. Espoo 2013. VTT Technology 74. 55 s. + liitt. 7 s.

Kaikkonen, H. 2011. Tuotantolaitoksen oikeudesta päästä sähköverkkoon. Pro gradu -tutkielma. Turku 2011. Turun yliopisto. Oikeustieteellinen tiedekunta. 59 s.

Kallunki, J. 2004. Lausunto oman pääoman kustannuksen kohtuullisesta tasosta. Oulun yliopisto. Laskentatoimen ja rahoituksen laitos. 13 s. [WWW]. [viitattu 28.10.2013]. Saatavissa: [http://www.mv.helsinki.fi/home/valsta/Kallunki\\_2001.pdf](http://www.mv.helsinki.fi/home/valsta/Kallunki_2001.pdf)

Keski-Suomen liitto., 2012. Pienen ja keskisuuren tuulivoiman mahdollisuudet Keski-Suomessa. Jyväskylä, Keski-Suomen liitto. 86 s.

Klap, A. 2012. Yhteenveto maakuntien liittojen tuulivoimaselvityksistä. Ympäristöministeriön raportteja 19/2012. Helsinki 2012, Ympäristöministeriö. 31 s.

Klein, A. 2012. Feed-in Tariff Designs: Options to support Electricity Generation from Renewable Energy Sources. Publisher: AV Akademikerverlag GmbH & Co. KG. 108 p.

Knight, R., Montez, J., Knecht, F., Bouquet T. 2005. Distributed Generation Connection Charging Within The European Union, Review of Current Practices, Future Options And European Policy Recommendations. ELEM – European Local Electricity Production, Deliverable 2.1, Issue 1. 53 p. + app. 19 p.

Koskinen, O. 2012. Tuulivoimatuotannon yhtiömuodot ja yhteisöllisesti omistettu tuulivoima. Vaasan ammattikorkeakoulu, Medvind raportti. 53 s + liitt. 2 s.

Kriikkula, I. 2013. Tuulivoimaloiden geotekninen suunnittelu. Opinnäytetyö. Oulu 2013. Oulun seudun ammattikorkeakoulu. Rakennustekniikan koulutusohjelma. 62 s + liitt. 6 s.

Krohn, S., Awerbuch, S., Morthorst, P.E., Blanco, I., Van Hulle, F., Kjaer, C. 2009. The Economics of Wind Energy, A report by the European Wind Energy Association. 123 p. + ann. 30 p.

Lakervi, E., Partanen, J. 2008. Sähkönjakelutekniikka, Helsinki, Otatieto. 285 s.

Lapin liitto., 2005. Tuulivoimatuotantoon parhaiten soveltuvat lapin tunturit ja vaarat. [WWW]. [viitattu 8.4.2013]. Saatavissa: [http://www.lappi.fi/lapinliitto/c/document\\_library/get\\_file?folderId=26715&name=DLE-1149.pdf](http://www.lappi.fi/lapinliitto/c/document_library/get_file?folderId=26715&name=DLE-1149.pdf)

Lemström, B., Holttinen, H., Jussila, M. 2005. Hajautettujen tuotantolaitosten tiedon-siirtotarpeet ja -valmiudet. VTT Tiedotteita - Research Notes 2283. [WWW]. [viitattu 23.5.2014]. Saatavissa: <http://www.vtt.fi/inf/pdf/tiedotteet/2005/T2283.pdf>

Liikennevirasto., 2012. Tuulivoimalaohje: Ohje tuulivoimalan rakentamisesta liikenne-väylien läheisyyteen. Helsinki 2012, 8/2012 Liikenneviraston ohjeita. [WWW]. [viitattu 16.6.2013]. Saatavissa: [http://www2.liikennevirasto.fi/julkaisut/pdf3/lo\\_2012-08\\_tuulivoimalaohje\\_web.pdf](http://www2.liikennevirasto.fi/julkaisut/pdf3/lo_2012-08_tuulivoimalaohje_web.pdf)

Liikennevirasto., 2013. Liikenneverkko. [WWW]. [viitattu 22.4.2013]. Saatavissa: <http://portal.liikennevirasto.fi/sivu/www/f/liikenneverkko/tiet>

Lundvall, B. 2013. Chief Project Analyst, Nordic Investment Bank. Sähköpostikeskus-telu 3.9.2013.

Maanmittauslaitos., 2013. Karttapaikka.fi. [WWW]. [viitattu 16.12.2013]. Saatavissa: <http://kansalaisen.karttapaikka.fi/kartanhaku/osoitehaku.html?lang=fi>

Manwell, J.F., McGowan, J.G., Rogers, A.L. 2002. Wind energy explained: Theory, Design and Application. Chichester 2002, John Wiley & Sons Ltd. 577 p.

Mikkonen, A. 2011. Mitä tuulivoima maksaa? Tuulivoimalan investointi-, käyttö-, kun-nossapito- ja tuotantokustannukset Suomessa. Pro gradu -työ. Jyväskylä 2011. Jyväsky-län yliopisto. 89 s.

Mikkonen, A. 2012. Tuulivoiman nykytilanne Suomessa, vaikutus elinkeinoelämään. [WWW]. [viitattu 28.10.2013]. Saatavissa:

[http://www.keskisuomi.fi/filebank/22968-5\\_10\\_2012\\_Anni\\_Mikkonen.pdf](http://www.keskisuomi.fi/filebank/22968-5_10_2012_Anni_Mikkonen.pdf)

Mäenpää, T. 2013. Tuulipuistojen kompaktit sähköasemat. Opinnäytetyö. Vaasa 2013. Vaasan ammattikorkeakoulu. Kone- ja tuotantotekniikan koulutusohjelma. 41 s. + liitt. 3 s.

Mäkitalo, I. 2008. Tuulivoimapuiston keskijänniteverkon teknistaloudellinen optimointi. Diplomityö. Lappeenranta 2008. Lappeenrannan teknillinen yliopisto. Sähkötekniikan koulutusohjelma. 72 s.

Neilimo, K., Uusi-Rauva, E. 2005. Johdon laskentatoimi. 6. uudistettu painos. Helsinki, Edita Prima Oy. 366 s.

Niskanen, J., Niskanen, M. 2002. Yritysrahoitus. 2. tarkistettu painos. Helsinki, Edita Prima Oy. 421 s.

Nissinen, M. 2011. Maan vuokraaminen tuulivoiman tuotantoon. [WWW]. [viitattu 4.7.2013].

Saatavissa:

<http://www.valonia.fi/public/download.aspx?ID=145737&GUID=%7B1E1BA488-879C-4CD9-8EC8-C5BEFC81CB9D%7D>

Nord Pool Spot., 2013a. Elspot prices, Finland. [WWW]. [viitattu 16.8.2013]. Saatavissa: <http://www.nordpoolspot.com/>

Nord pool Spot., 2013b. Elspot prices, Yearly. [WWW]. [viitattu 14.1.2014]. Saatavissa: <http://www.nordpoolspot.com/Market-data1/Elspot/Area-Prices/ALL1/Hourly/>

Nousiainen, K. 2012. Sähkövoimajärjestelmän perusteet – opetusmoniste. Tampere 2012. Tampereen teknillinen yliopisto.

Ojakaski, E., Puranen, T. 2011. 110 kV alueverkon elinkaari. Opinnäytetyö. Mikkeli 2011. Mikkelin ammattikorkeakoulu. Sähkötekniikka. 67 s. + liitt. 9 s.

Paakkari, M. 2011. Sisä-Suomen tuulivoimaselvitys. [WWW]. [viitattu 2.4.2013]. Saatavissa:

<http://juuti.pp.fi/Tuulivoimakaavat/Loppuraportti-Sisa-Suomen-tuulivoimaselvitys.pdf>

Partanen, J., Viljainen, S., Lassila, J., Honkapuro, S., Tahvanainen, K., Karjalainen, R., Annala, S., Makkonen, M. 2012. Sähkömarkkinat – opetusmoniste. Lappeenrannan teknillinen yliopisto.

Pellinen, J. 2006. Kustannuslaskenta ja kannattavuusajattelu. Talentum 2006. s. 319.

Pihkala, A. 2009. Helsingin 110 ja 400 kV sähkönsiirtoverkon kehittäminen. Diplomi-työ. Espoo 2009. Teknillinen korkeakoulu. Sähkö- ja tietoliikennetekniikan osasto. 180 s.

Pirkanmaan liitto., 2012. Voimaa tuulesta Pirkanmaalla, tuulivoimaselvitys. [WWW]. [viitattu 28.11.2013]. Saatavissa: <http://maakuntakaava2040.pirkanmaa.fi/sites/default/files/Tuulivoimaselvitys.pdf>

Pöyry., 2010. Tuulivoimayrittäjyys Oulunkaarella: Tuulivoimaprojektin vaiheiden kuvaus. [WWW]. [viitattu 7.11.2013]. Saatavissa: <http://www.oulunkaari.com/tiedostot/Uusiutuvaenergia/raportit/Tuulivoimayr.%20loppuraportti.pdf>

Reka Kaapeli., 2013. Alumiinivoimakaapeli AHXAMK-W. [WWW]. [viitattu 20.1.2014]. Saatavissa: [http://www.reka.fi/products/dryrex/AHXAMK-W\\_12\\_Alumiinivoimakaapeli](http://www.reka.fi/products/dryrex/AHXAMK-W_12_Alumiinivoimakaapeli)

Sathyajith, M. 2006. Wind Energy Fundamentals, Resource Analysis and Economics. [WWW]. [viitattu 22.8.2013]. Saatavissa: [http://nrec.mn/data/uploads/Nom%20setguul%20xicheel/Wind/wind\\_energy\\_fundamentals\\_resource\\_analysis\\_and\\_economics.pdf](http://nrec.mn/data/uploads/Nom%20setguul%20xicheel/Wind/wind_energy_fundamentals_resource_analysis_and_economics.pdf)

Serrano González, J., González Rodríguez, Á.G., Castro Mora, J., Burgos Payán, M., Riquelme Santos, J. 2011. Overall design optimization of wind farms. Renewable Energy. Volume 36, Issue 7, July 2011, Pages 1973–1982.

Schwabe, P., Lensink, S., Hand, M. 2011. IEA Wind Task 26 - Multi-national Case Study of the Financial Cost of Wind Energy. Work Package 1 Final Report, March 2011. 122 s.

Suomen Tuuliatlas., 2009. [WWW]. [viitattu 8.4.2013]. Saatavissa: <http://www.tuuliatlas.fi/fi/index.html>

Suomen tuulivoimayhdistys ry., 2013a. Tuulivoimalaitokset Suomessa. [WWW]. [viitattu 28.10.2013]. Saatavissa: <http://www.tuulivoimayhdistys.fi/tuulivoimalaitokset>

Suomen tuulivoimayhdistys ry., 2013b. Suomen tuulivoimahankkeet. [WWW]. [viitattu 28.10.2013]. Saatavissa: <http://www.tuulivoimayhdistys.fi/hankkeet>

Suomen pankki., 2013. Rahoitusmarkkinaraportti 1/2013. [WWW]. [viitattu 2.10.2013]. Saatavissa:

[http://www.suomenpankki.fi/fi/julkaisut/selvitykset\\_ja\\_raportit/rahoitusmarkkinaraportti/Documents/1\\_2013\\_RMraportti.pdf](http://www.suomenpankki.fi/fi/julkaisut/selvitykset_ja_raportit/rahoitusmarkkinaraportti/Documents/1_2013_RMraportti.pdf)

Suominen, J. 2013. Toimitusjohtaja, Tuuliwatti Oy. Sähköpostikeskustelu. 8.7.2013.

Tarasti, L. 2012. Tuulivoimaa edistämään – Lauri Tarastin selvitys 13.4.2012. [WWW]. [viitattu 4.3.2013]. Saatavissa:

[http://www.tem.fi/files/32699/Tuulivoimaa\\_edistamaan\\_A4\\_lop.pdf](http://www.tem.fi/files/32699/Tuulivoimaa_edistamaan_A4_lop.pdf)

TEM., 2009a. Tuuliatlas: Hyviä tuuliolosuhteita myös sisämaassa. Työ- ja elinkeinoministeriön tiedotteet. [WWW]. [viitattu 16.8.2013]. Saatavissa:

[https://www.tem.fi/?98603\\_m=97403&s=3804](https://www.tem.fi/?98603_m=97403&s=3804)

TEM., 2009b. Ehdotus tuulivoiman syöttötariffiksi. Syöttötariffityöryhmän väliraportti 2.4.2009. [WWW]. [viitattu 7.4.2013]. Saatavissa:

[http://www.tem.fi/files/22300/TEM\\_Syottotariffiryhman\\_valiraportti\\_020409.pdf](http://www.tem.fi/files/22300/TEM_Syottotariffiryhman_valiraportti_020409.pdf)

TEM., 2013. Kansallinen energia- ja ilmastostrategia. Valtioneuvoston selonteko eduskunnalle 20. päivänä maaliskuuta 2013. Työ- ja elinkeinoministeriön julkaisuja. Energia ja ilmasto 8/2013. [WWW]. [viitattu 29.3.2013]. Saatavissa:

[http://www.tem.fi/files/36266/Energia\\_ja\\_ilmastostrategia\\_netijulkaisu\\_SUOMENKIELINEN.pdf](http://www.tem.fi/files/36266/Energia_ja_ilmastostrategia_netijulkaisu_SUOMENKIELINEN.pdf)

Tolonen, J. 2011. Tuulivoimahankekehitys. Tuulivoimakaavoitus ja -YVA tänä päivänä – seminaari 5.9.2011 Helsinki.

Tuulivoimaopas., 2013. Tuulivoimapuiston vaikutukset kuntatalouteen. [WWW]. [viitattu 29.11.2013]. Saatavissa: [http://www.tuulivoimaopas.fi/vaiikutukset\\_kuntatalouteen](http://www.tuulivoimaopas.fi/vaiikutukset_kuntatalouteen)

Tuulivoimatieto., 2009. Sopimukset sähkö- ja verkkoyhtiön kanssa. [WWW]. [viitattu 15.6.2013]. Saatavissa: <http://www.tuulivoimatieto.fi/sopimukset>

Uudenmaan liitto., 2014. Tuulivoimarakentamisen mahdollisuuksia selvitetään vuonna 2014. [WWW]. [viitattu 20.5.2014]. Saatavissa:

[http://www.uudenmaanliitto.fi/aluesuunnittelu/valmistelussa\\_4\\_vaihemaakuntakaava/tuulivoima/tuulivoimaselvitys](http://www.uudenmaanliitto.fi/aluesuunnittelu/valmistelussa_4_vaihemaakuntakaava/tuulivoima/tuulivoimaselvitys)

Uusi-Rauva, E., Haverila, M., Kouri, I. 1999. Teollisuustalous. 3. painos. Tampere, Tammer-Paino. 472 s.



Vakkilainen, E., Kivistö, A., Tarjanne, R. 2012. Sähkön tuotantokustannusvertailu. Lappeenranta, Lappeenrannan teknillinen yliopisto, Tutkimusraportti 27. 20 s.

Verohallinto., 2013. Kiinteistöveroprosentit. [WWW]. [viitattu 29.11.2013]. Saatavissa: <http://www.vero.fi/fi-FI/Henkiloasiakkaat/Kiinteistovero/Kiinteistoveroprosentit%289216%29>

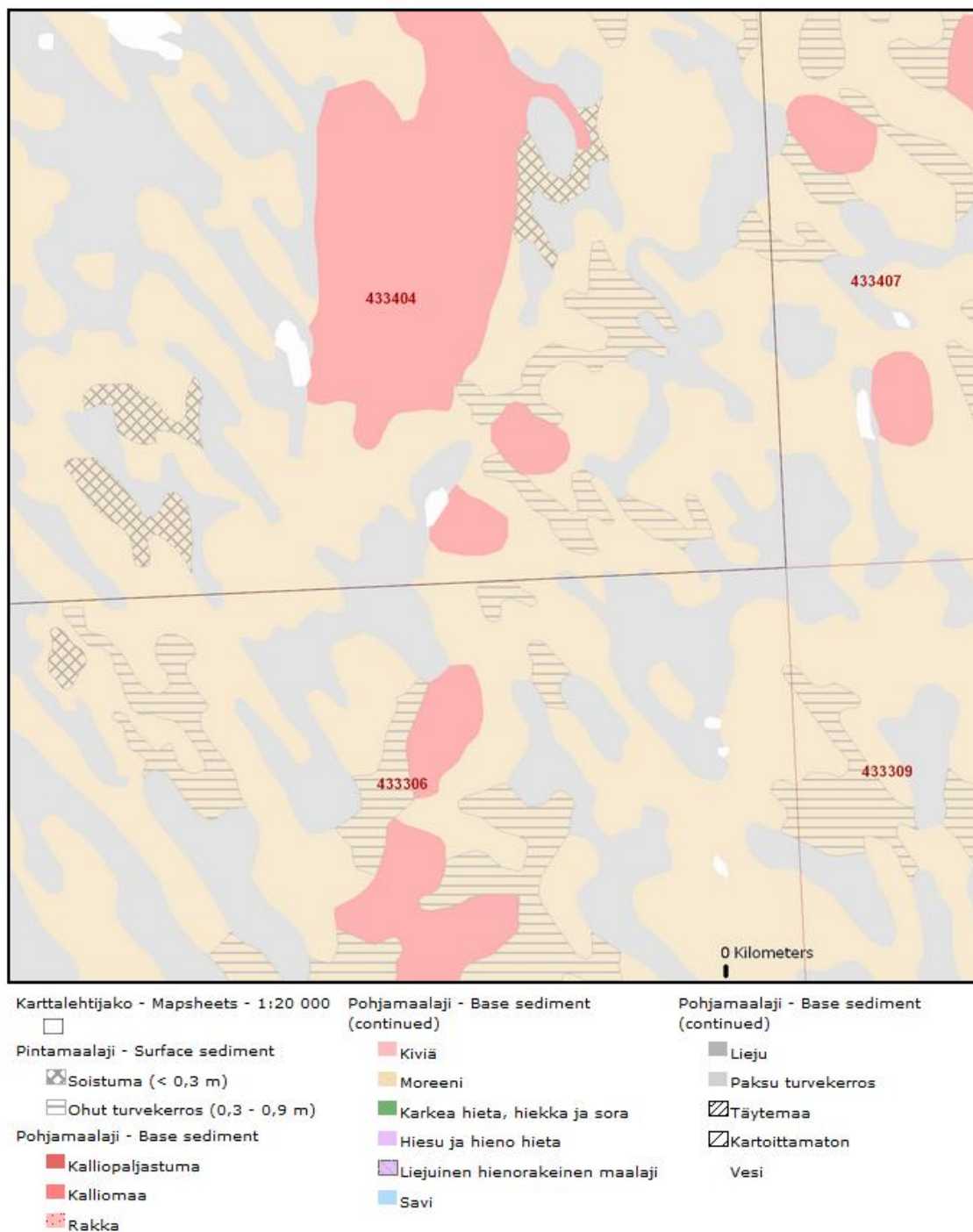
Wiser, R., Bolinger, M. 2012. 2011 Wind Technologies Market Report. [WWW]. [viitattu 20.9.2013]. Saatavissa: [http://www.windpoweringamerica.gov/pdfs/2011\\_annual\\_wind\\_market\\_report.pdf](http://www.windpoweringamerica.gov/pdfs/2011_annual_wind_market_report.pdf)

YLE., 2013. YLE uutiset. Tuulivoimalle tehdään sähkönsiirron moottoritietä. [WWW]. [viitattu 3.4.2014]. Saatavissa: [http://yle.fi/uutiset/tuulivoimalle\\_tehdaan\\_sahkonsiirron\\_moottoritietä/6871219](http://yle.fi/uutiset/tuulivoimalle_tehdaan_sahkonsiirron_moottoritietä/6871219)

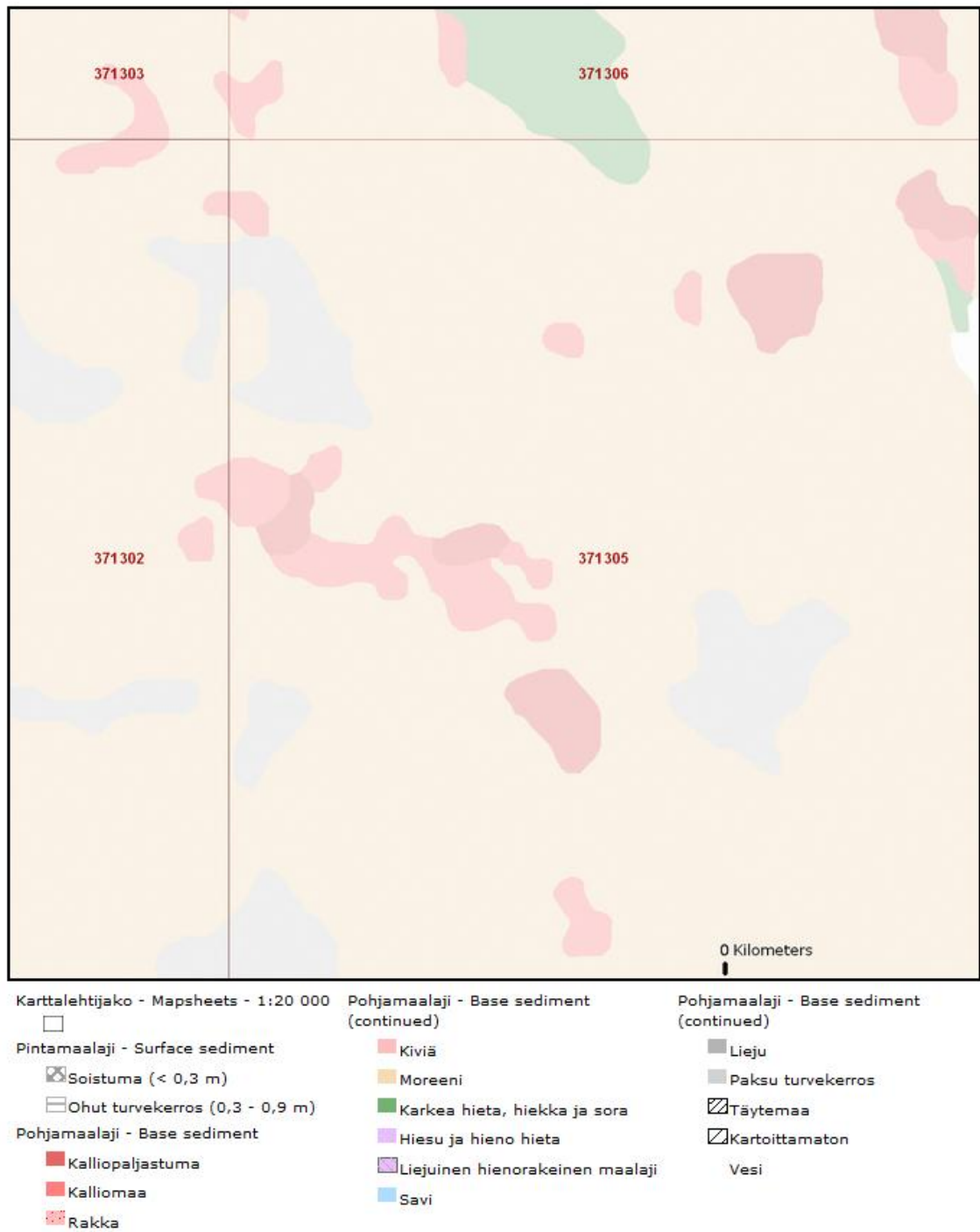
Ympäristöministeriö., 2012. Tuulivoimarakentamisen suunnittelu. Ympäristöhallinnon ohjeita 4/2012. Ympäristöministeriö. [WWW]. [viitattu 6.3.2013]. Saatavissa: [http://www.tuulivoimaopas.fi/files/40/Tuulivoimarakentamisen\\_suunnittelu.pdf](http://www.tuulivoimaopas.fi/files/40/Tuulivoimarakentamisen_suunnittelu.pdf)

## LIITE 1

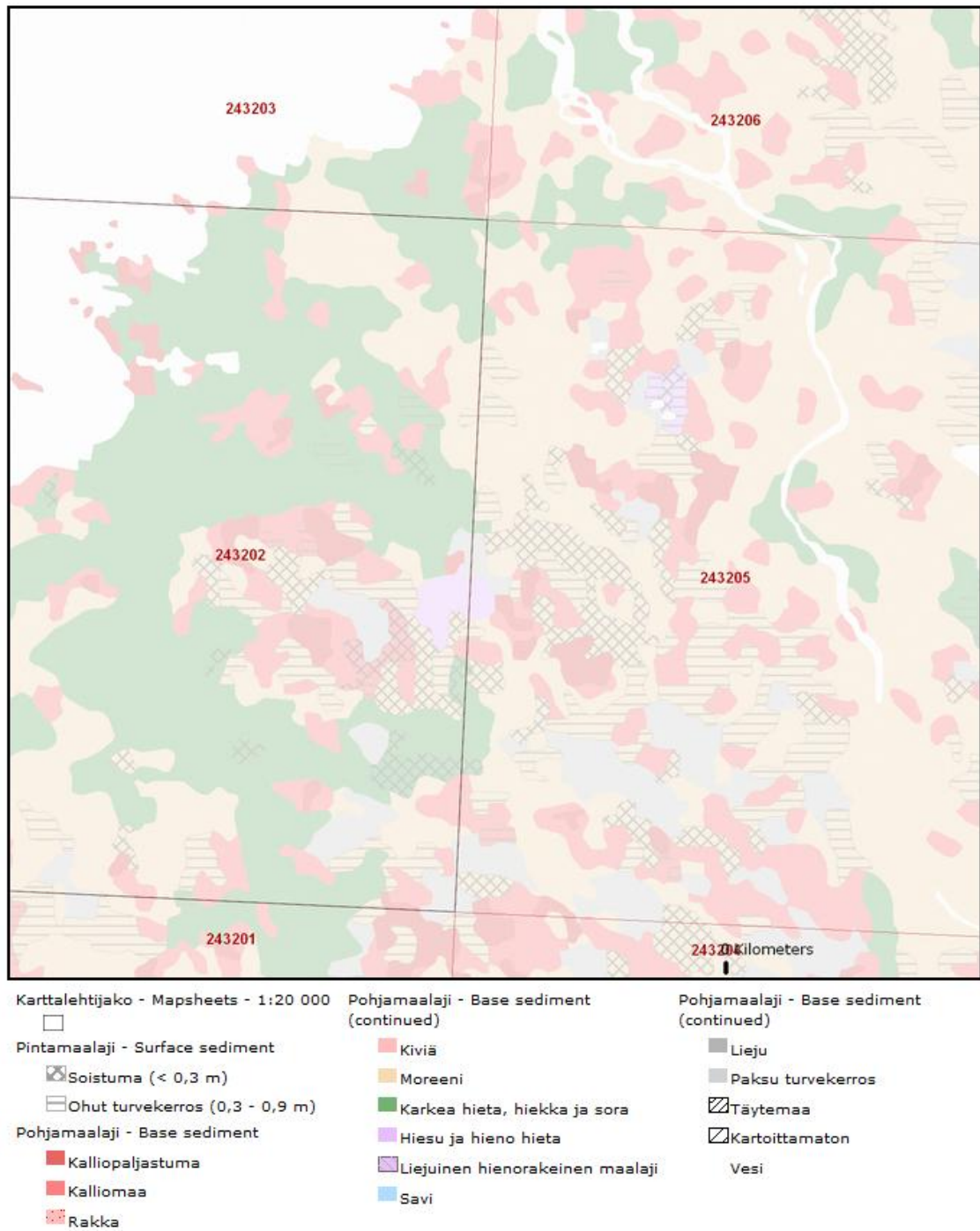
**Kuva 1.** Hankealueen 1 geologinen kartta (Geologian tutkimuskeskus 2011).



**Kuva 2.** Hankealueen 2 geologinen kartta (Geologian tutkimuskeskus 2011).



**Kuva 3.** Hankealueen 3 geologinen kartta (Geologian tutkimuskeskus 2011).



## LIITE 2

**Taulukko 1.** Yleisesti käytettyjen 110 kV:n johtojen ominaisuuksia (Elovaara et al. 2011b).

Johdin	r [ $\Omega/\text{km}$ ]	I [A]
Suursavo	0,27	350
Ostrich	0,19	430
Duck	0,09	640

Taulukossa r = vaihtovirtaresistanssi ( $t=+15\text{ C}$ ), I = kuormitettavuus (johtimen lämpötila  $+70\text{ C}$  ja ympäristön lämpötila  $+30\text{ C}$ )

**Taulukko 2.** 20/110 kV:n päämuuntajien parametrit (Mäkitalo 2008).

Nimellisteho $S_n$ [MVA]	Tyhjäkäyntihäviöt $P_0$ [kW]	Kuormitushäviöt $P_k$ [kW]	Suhteellinen oikosulku- impedanssi $z_k$ [%]	Suhteellinen oikosulku- resistanssi $r_k$ [%]
20	87	13,5	10	0,435
25	100	15,5	10	0,4
31,5	122	18	10	0,3873
40	146	23,5	12	0,365
50	175	27	12	0,35
63	210	32	12	0,333
80	240	37	12	0,3
100	300	42	12	0,28

**Taulukko 3.** AHXAMK-W 3-johtiminen 20 kV vesitiivis alumiinivoimakaapeliin parametrit (Reka 2013).

Johdintyyppin tunnus	Vaihejohtimen vaihtovirtaresistanssi + 65 C [ $\Omega/\text{km}$ ]	Kuormitettavuus maassa +65 C [A]
3x70+35	0,52	200
3x95+35	0,38	235
3x120+35	0,30	265
3x150+35	0,24	300
3x185+35	0,19	330
3x240+70	0,15	385
3x300+70	0,12	435

**Taulukko 4.** 110 kV:n suurjännitejohtojen ominaisarvot (yksikköarvot/virtapiiri) (Noussiainen 2012).

Un/kV	Johdintyyppi	r/ $\Omega$ /km	x/ $\Omega$ /km	g/ $\mu$ s/km	b/ $\mu$ s/km
110 kV	Suursavo	0,268	0,412	0	2,810
110 kV	Ostrich	0,188	0,410	0	2,840
110 kV	Duck	0,096	0,409	0	2,808
110 kV	2-Duck	0,048	0,300	0	3,788
110 kV	2xDuck	0,096	0,383	0	2,994
110 kV	2x2Duck	0,048	0,274	0	4,132

**Taulukko 5.** 110 kV:n avojohtojen vertailu (Elovaara et al. 2011 b).

Pylvästyypit	Virtajohdin	Terminen siirtokyky MVA (+30 C)	Johtoalue, m	Hinta, %
Portaalipylväs, harustettu puupylväs betoniperustuksin	Ostrich	80	26 + 2 x 10	100
Portaalipylväs, harustettu puupylväs betoniperustuksin	Duck	120	26 + 2 x 10	120
Portaalipylväs, harustettu puupylväs betoniperustuksin	2-Duck	240	28 + 2 x 10	160
Vapaasti seisova teräspylväs	2xDuck	240	20 + 2 x 10	330
Vapaasti seisova teräspylväs	2x2-Duck	480	25 + 2 x 10	460

(2- = 2 johdinta, 2x = 2 virtapiiriä)

## LIITE 3

**Taulukko 1.** Perusarvot suhteellisarvojen määrittämistä varten.

	Perusarvot 110 kV verkko	Perusarvot 20/110 kV päämuuntaja
$S_b$ (MVA)	100	100
$U_b$ (kV)	110	20
$Z_b$ ( $\Omega$ )	121	4

**Taulukko 2.** 20/110 kV:n päämuuntajan suhteellisarvot.

	Suhteellisarvot	
$S_n$ [MVA]	$r$ [pu]	$x$ [pu]
20	0,02175	0,499525
25	0,016	0,39968
31,5	0,01229	0,31722
40	0,009125	0,29985
50	0,007	0,2399
63	0,00529	0,190395
80	0,00375	0,149953
100	0,0028	0,1199673

**Taulukko 3.** Ostrich virtajohtimen suhteellisarvot.

		Suhteellisarvot		
		R	X	B
Uusi kytkinasema				
	Hankealue 1	0,0761	0,1660	0,01684
	Hankealue 2	0,0016	0,0034	0,0003436
	Hankealue 3	0,0155	0,0339	0,003436
Liityntä nykyiseen kytkinasemaan				
	Hankealue 1	0,0855	0,1864	0,0189
	Hankealue 2	0,0109	0,0237	0,0024
	Hankealue 3	0,0155	0,0339	0,003436

**Taulukko 4.** Duck virtajohtimen suhteellisarvot.

		Suhteellisarvot		
		R	X	B
Uusi kytkinasema				
	Hankealue 1	0,0389	0,1656	0,01665
	Hankealue 2	0,0008	0,0034	0,0003397
	Hankealue 3	0,0079	0,0338	0,003397
Liityntä nykyiseen kytkinasemaan				
	Hankealue 1	0,0436	0,1859	0,018687
	Hankealue 2	0,0056	0,0237	0,002378
	Hankealue 3	0,0079	0,0338	0,0033977

**Taulukko 5.** 2-Duck virtajohtimen suhteellisarvot.

		<b>Suhteellisarvot</b>		
		<b>R</b>	<b>X</b>	<b>B</b>
Uusi kytkinasema				
	Hankealue 1	0,0194	0,1215	0,022459
	Hankealue 2	0,000397	0,0025	0,000458
	Hankealue 3	0,00397	0,0248	0,004583
Liityntä nykyiseen kytkinasemaan				
	Hankealue 1	0,0218	0,1364	0,025209
	Hankealue 2	0,0028	0,0174	0,003208
	Hankealue 3	0,00397	0,0248	0,004583



## LIITE 4

**Taulukko 1.** Sähköverkkoliittymän tekninen toteutettavuus ja virtajohtimen investointi- ja häviökustannukset **Ostrich** virtajohtimella.

Liityntätapa kokonaisteholla	Siirto- kyky	Jännite- taso	Jännite- muutos	Häviöt [MW]	Häviökus- tannukset [€]	Investointi- kustannukset [€]
Uusi kytkinasema						
Hankealue 1						
33 MW	ok	ok	ok	0,8341	1 395 652	7 758 317
42 MW	ok	ok	ok	1,3549	2 267 076	7 758 317
51 MW	ok	ok	ok	2,0127	3 367 735	7 758 317
60 MW	ok	ok	ok	2,7609	4 619 655	7 758 317
69 MW	ok	ok	ok	3,6624	6 128 083	7 758 317
78 MW	ok	ok	ok	4,6613	7 799 485	7 758 317
87 MW	ok	ok	ok	5,8044	9 712 169	7 758 317
96 MW	ei riitä					
Hankealue 2						
27 MW	ok	ok	ok	0,0117	19 577	158 333
30 MW	ok	ok	ok	0,0145	24 262	158 333
33 MW	ok	ok	ok	0,0175	29 282	158 333
36 MW	ok	ok	ok	0,0208	34 803	158 333
39 MW	ok	ok	ok	0,0244	40 827	158 333
42 MW	ok	ok	ok	0,0283	47 353	158 333
45 MW	ok	ok	ok	0,0326	54 548	158 333
48 MW	ok	ok	ok	0,0370	61 910	158 333
51 MW	ok	ok	ok	0,0420	70 276	158 333
54 MW	ok	ok	ok	0,0470	78 642	158 333
57 MW	ok	ok	ok	0,0522	87 343	158 333
60 MW	ok	ok	ok	0,0578	96 713	158 333
63 MW	ok	ok	ok	0,0637	106 586	158 333
66 MW	ok	ok	ok	0,0702	117 462	158 333
69 MW	ok	ok	ok	0,0766	128 170	158 333
72 MW	ok	ok	ok	0,0835	139 716	158 333
75 MW	ok	ok	ok	0,0905	151 428	158 333
Hankealue 3						
27 MW	ok	ok	ok	0,1137	190 248	1 583 330
30 MW	ok	ok	ok	0,1404	234 923	1 583 330
33 MW	ok	ok	ok	0,1694	283 447	1 583 330
36 MW	ok	ok	ok	0,2021	338 162	1 583 330
39 MW	ok	ok	ok	0,2373	397 060	1 583 330
42 MW	ok	ok	ok	0,2749	459 974	1 583 330
45 MW	ok	ok	ok	0,3152	527 406	1 583 330
48 MW	ok	ok	ok	0,3584	599 690	1 583 330
51 MW	ok	ok	ok	0,4076	682 014	1 583 330
54 MW	ok	ok	ok	0,4564	763 668	1 583 330
57 MW	ok	ok	ok	0,5067	847 832	1 583 330
60 MW	ok	ok	ok	0,5608	938 354	1 583 330
63 MW	ok	ok	ok	0,6178	1 033 729	1 583 330
66 MW	ok	ok	ok	0,6816	1 140 482	1 583 330
69 MW	ok	ok	ok	0,744	1 244 892	1 583 330
72 MW	ok	ok	ok	0,8099	1 355 159	1 583 330
75 MW	ok	ok	ok	0,8781	1 469 274	1 583 330
Liityntä vanhaan						

	Hankealue 1						
	33 MW	ok	ok	ok	0,9377	1 568 999	8 708 315
	42 MW	ok	ok	ok	1.5249	2 551 527	8 708 315
	51 MW	ok	ok	ok	2.2615	3 784 038	8 708 315
	60 MW	ok	ok	ok	3,1013	5 189 227	8 708 315
	69 MW	ok	ok	ok	4.1128	6 881 712	8 708 315
	78 MW	ok	ok	ok	5.2343	8 758 253	8 708 315
	87 MW	ok	ok	ok	6.5162	10 903 183	8 708 315
	96 MW	<b>ei riittä</b>					
	Hankealue 2						
	27 MW	ok	ok	ok	0.0799	133 692	1 108 311
	30 MW	ok	ok	ok	0.0986	164 982	1 108 311
	33 MW	ok	ok	ok	0.1191	199 283	1 108 311
	36 MW	ok	ok	ok	0.1420	237 600	1 108 311
	39 MW	ok	ok	ok	0.1667	278 930	1 108 311
	42 MW	ok	ok	ok	0.1932	323 270	1 108 311
	45 MW	ok	ok	ok	0.2216	370 791	1 108 311
	48 MW	ok	ok	ok	0.2519	421 490	1 108 311
	51 MW	ok	ok	ok	0.2864	479 217	1 108 311
	54 MW	ok	ok	ok	0,3207	536 609	1 108 311
	57 MW	ok	ok	ok	0.3561	595 842	1 108 311
	60 MW	ok	ok	ok	0.3942	659 592	1 108 311
	63 MW	ok	ok	ok	0.4343	726 689	1 108 311
	66 MW	ok	ok	ok	0,4792	801 149	1 108 311
	69 MW	ok	ok	ok	0.5232	874 938	1 108 311
	72 MW	ok	ok	ok	0.5692	952 410	1 108 311
	75 MW	ok	ok	ok	0.6172	1 032 725	1 108 311
	Hankealue 3						
	27 MW	ok	ok	ok	0.1137	190 248	1 583 330
	30 MW	ok	ok	ok	0.1404	234 923	1 583 330
	33 MW	ok	ok	ok	0.1694	283 447	1 583 330
	36 MW	ok	ok	ok	0.2021	338 162	1 583 330
	39 MW	ok	ok	ok	0.2373	397 060	1 583 330
	42 MW	ok	ok	ok	0,2749	459 974	1 583 330
	45 MW	ok	ok	ok	0,3152	527 406	1 583 330
	48 MW	ok	ok	ok	0.3584	599 690	1 583 330
	51 MW	ok	ok	ok	0.4076	682 014	1 583 330
	54 MW	ok	ok	ok	0.4564	763 668	1 583 330
	57 MW	ok	ok	ok	0.5067	847 832	1 583 330
	60 MW	ok	ok	ok	0.5608	938 354	1 583 330
	63 MW	ok	ok	ok	0,6178	1 033 729	1 583 330
	66 MW	ok	ok	ok	0,6816	1 140 482	1 583 330
	69 MW	ok	ok	ok	0,744	1 244 892	1 583 330
	72 MW	ok	ok	ok	0.8099	1 355 159	1 583 330
	75 MW	ok	ok	ok	0,8781	1 469 274	1 583 330

**Taulukko 2.** Sähköverkkoliittynän tekninen toteutettavuus ja investointi- ja häviökustannukset **Duck** virtajohtimella.

Liityntätapa kokonaisteholla		Siirto- kyky	Jännite- taso	Jännite- muutos	Häviöt [W]	Häviökus- tannukset [€]	Investointi- kustannukset [€]
Uusi kytkinasema							
	Hankealue 1						
	33 MW	ok	ok	ok	0.4226	707 112	9 310 000
	42 MW	ok	ok	ok	0.6856	1 147 175	9 310 000
	51 MW	ok	ok	ok	1.0159	1 699 847	9 310 000
	60 MW	ok	ok	ok	1.3975	2 338 356	9 310 000
	69 MW	ok	ok	ok	1.8506	3 095 666	9 310 000
	78 MW	ok	ok	ok	2.3615	3 951 362	9 310 000
	87 MW	ok	ok	ok	2.9383	4 916 488	9 310 000
	96 MW	ok	ok	ok	3.5780	5 986 862	9 310 000
	105 MW	ok	ok	ok	4.2818	7 162 816	9 310 000
	114 MW	ok	ok	ok	5.0475	8 445 691	9 310 000
	123 MW	ok	ok	ok	5.8780	9 835 319	9 310 000
	132 MW	<b>ei riitä</b>					
	Hankealue 2						
	27 MW	ok	ok	ok	0.0059	9 872	190 000
	30 MW	ok	ok	ok	0.0072	12 047	190 000
	33 MW	ok	ok	ok	0.0087	14 557	190 000
	36 MW	ok	ok	ok	0.0104	17 402	190 000
	39 MW	ok	ok	ok	0.0122	20 414	190 000
	42 MW	ok	ok	ok	0.0142	23 760	190 000
	45 MW	ok	ok	ok	0.0163	27 274	190 000
	48 MW	ok	ok	ok	0.0185	30 955	190 000
	51 MW	ok	ok	ok	0.021	35 138	190 000
	54 MW	ok	ok	ok	0.0235	39 321	190 000
	57 MW	ok	ok	ok	0.0261	43 672	190 000
	60 MW	ok	ok	ok	0.0289	48 357	190 000
	63 MW	ok	ok	ok	0.0318	53 209	190 000
	66 MW	ok	ok	ok	0.0351	58 731	190 000
	69 MW	ok	ok	ok	0.0383	64 085	190 000
	72 MW	ok	ok	ok	0.0417	69 774	190 000
	75 MW	ok	ok	ok	0.0452	75 631	190 000
	Hankealue 3						
	27 MW	ok	ok	ok	0.0578	96 713	1 900 000
	30 MW	ok	ok	ok	0.0714	119 470	1 900 000
	33 MW	ok	ok	ok	0.0862	144 234	1 900 000
	36 MW	ok	ok	ok	0.1028	172 009	1 900 000
	39 MW	ok	ok	ok	0.1207	201 960	1 900 000
	42 MW	ok	ok	ok	0.1397	233 752	1 900 000
	45 MW	ok	ok	ok	0.1603	268 221	1 900 000
	48 MW	ok	ok	ok	0.1823	305 032	1 900 000
	51 MW	ok	ok	ok	0.2068	346 027	1 900 000
	54 MW	ok	ok	ok	0.2317	387 690	1 900 000
	57 MW	ok	ok	ok	0.2575	430 860	1 900 000
	60 MW	ok	ok	ok	0.2851	477 041	1 900 000
	63 MW	ok	ok	ok	0.3141	525 565	1 900 000
	66 MW	ok	ok	ok	0.3461	578 775	1 900 000
	69 MW	ok	ok	ok	0.3779	632 318	1 900 000
	72 MW	ok	ok	ok	0.4112	688 037	1 900 000

	75 MW	ok	ok	ok	0.4459	746 099	1 900 000
Liityntä vanhaan							
	Hankealue 1						
	33 MW	ok	ok	ok	0.4733	791 946	10 450 000
	42 MW	ok	ok	ok	0.7681	1 285 218	10 450 000
	51 MW	ok	ok	ok	1.1347	1 898 628	10 450 000
	60 MW	ok	ok	ok	1.5653	2 619 126	10 450 000
	69 MW	ok	ok	ok	2.0721	3 467 126	10 450 000
	78 MW	ok	ok	ok	2.6453	4 426 228	10 450 000
	87 MW	ok	ok	ok	3.2920	5 508 314	10 450 000
	96 MW	ok	ok	ok	4.0092	6 708 364	10 450 000
	105 MW	ok	ok	ok	4.7978	8 027 214	10 450 000
	114 MW	ok	ok	ok	5.6574	9 466 537	10 450 000
	123 MW	ok	ok	ok	6.5912	11 028 676	10 450 000
	132 MW	<b>ei riitä</b>					
	Hankealue 2						
	27 MW	ok	ok	ok	0.0410	68 603	1 330 000
	30 MW	ok	ok	ok	0.0506	84 666	1 330 000
	33 MW	ok	ok	ok	0.0611	102 235	1 330 000
	36 MW	ok	ok	ok	0.0729	121 979	1 330 000
	39 MW	ok	ok	ok	0.0856	143 230	1 330 000
	42 MW	ok	ok	ok	0.0991	165 818	1 330 000
	45 MW	ok	ok	ok	0.1137	190 248	1 330 000
	48 MW	ok	ok	ok	0.1292	216 183	1 330 000
	51 MW	ok	ok	ok	0.1467	245 465	1 330 000
	54 MW	ok	ok	ok	0.1643	274 914	1 330 000
	57 MW	ok	ok	ok	0.1826	305 534	1 330 000
	60 MW	ok	ok	ok	0.2021	338 162	1 330 000
	63 MW	ok	ok	ok	0.2227	372 631	1 330 000
	66 MW	ok	ok	ok	0.2455	410 446	1 330 000
	69 MW	ok	ok	ok	0.2680	448 262	1 330 000
	72 MW	ok	ok	ok	0.2917	488 085	1 330 000
	75 MW	ok	ok	ok	0.3163	529 247	1 330 000
	Hankealue 3						
	27 MW	ok	ok	ok	0.0578	96 713	1 900 000
	30 MW	ok	ok	ok	0.0714	119 470	1 900 000
	33 MW	ok	ok	ok	0.0862	144 234	1 900 000
	36 MW	ok	ok	ok	0.1028	172 009	1 900 000
	39 MW	ok	ok	ok	0.1207	201 960	1 900 000
	42 MW	ok	ok	ok	0.1397	233 752	1 900 000
	45 MW	ok	ok	ok	0.1603	268 221	1 900 000
	48 MW	ok	ok	ok	0.1823	305 032	1 900 000
	51 MW	ok	ok	ok	0.2069	346 194	1 900 000
	54 MW	ok	ok	ok	0.2317	387 690	1 900 000
	57 MW	ok	ok	ok	0.2573	430 860	1 900 000
	60 MW	ok	ok	ok	0.2851	477 041	1 900 000
	63 MW	ok	ok	ok	0.3141	525 565	1 900 000
	66 MW	ok	ok	ok	0.3461	578 775	1 900 000
	69 MW	ok	ok	ok	0.3779	632 318	1 900 000
	72 MW	ok	ok	ok	0.4112	688 037	1 900 000
	75 MW	ok	ok	ok	0.4459	746 099	1 900 000

**Taulukko 3.** Sähköverkkoliittymän tekninen toteutettavuus ja investointi- ja häviökustannukset **2-Duck** virtajohtimella.

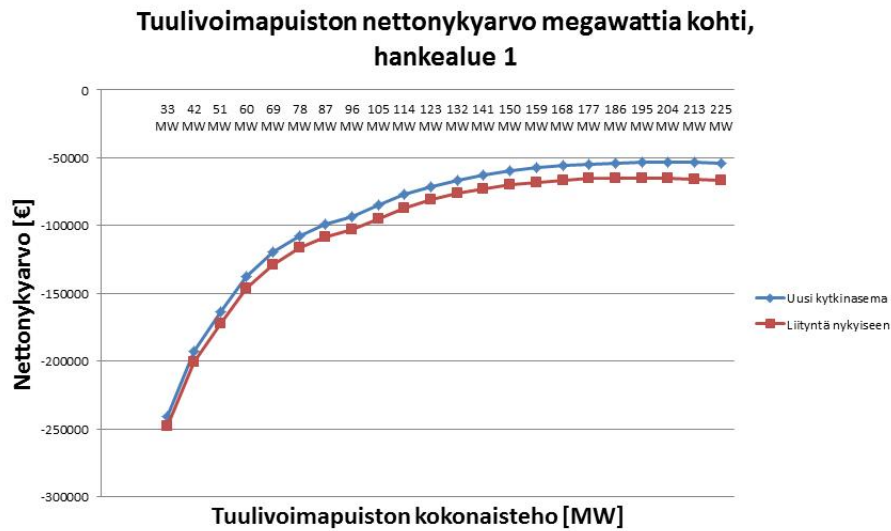
Liityntätapa kokonaisteholla		Siirto- kyky	Jännite- taso	Jännite- muutos	Häviöt [MW]	Häviökus- tannukset [€]	Investointi- kustannukset [€]
Uusi kytkinasema		ok/ei					
Hankealue 1							
	33 MW	ok	ok	ok	0.2100	351 381	12 413 317
	42 MW	ok	ok	ok	0.3407	570 074	12 413 317
	51 MW	ok	ok		0.5019	843 147	12 413 317
	60 MW	ok	ok	ok	0.6955	1 163 740	12 413 317
	69 MW	ok	ok	ok	0.9214	1 541 391	12 413 317
	78 MW	ok	ok	ok	1.1764	1 968 402	12 413 317
	87 MW	ok	ok	ok	1.4641	2 449 794	12 413 317
	96 MW	ok	ok	ok	1.7829	2 983 224	12 413 317
	105 MW	ok	ok	ok	2.1330	3 569 026	12 413 317
	114 MW	ok	ok	ok	2.5159	4 209 376	12 413 317
	123 MW	ok	ok	ok	2.9297	4 902 099	12 413 317
	132 MW	ok	ok	ok	3.3758	5 648 532	12 413 317
	141 MW	ok	ok	ok	3.8542	6 449 011	12 413 317
	150 MW	ok	ok	ok	4.3674	7 307 719	12 413 317
	159 MW	ok	ok	ok	4.9112	8 217 628	12 413 317
	168 MW	ok	ok	ok	5.4866	9 184 093	12 413 317
	177 MW	ok	ok	ok	6.1030	10 211 799	12 413 317
	186 MW	ok	ok	ok	6.7496	11 293 717	12 413 317
	195 MW	ok	ok	ok	7.4328	12 436 877	12 413 317
	204 MW	ok	ok	ok	8.1505	13 637 763	12 413 317
	213 MW	ok	ok	ok	8.8963	14 900 726	12 413 317
	225 MW	ok	ok	ok	9.9764	16 692 936	12 413 317
Hankealue 2							
	27 MW	ok	ok	ok	0.0029	4 852	253 333
	30 MW	ok	ok	ok	0.0036	6 024	253 333
	33 MW	ok	ok	ok	0.0043	7 195	253 333
	36 MW	ok	ok	ok	0.0052	8 701	253 333
	39 MW	ok	ok	ok	0.0061	10 207	253 333
	42 MW	ok	ok	ok	0.0070	11 713	253 333
	45 MW	ok	ok	ok	0.0081	13 553	253 333
	48 MW	ok	ok	ok	0.0092	15 394	253 333
	51 MW	ok	ok	ok	0.0104	17 402	253 333
	54 MW	ok	ok	ok	0.0117	19 577	253 333
	57 MW	ok	ok	ok	0.0129	21 585	253 333
	60 MW	ok	ok	ok	0.0143	23 927	253 333
	63 MW	ok	ok	ok	0.0158	26 437	253 333
	66 MW	ok	ok	ok	0.0174	29 114	253 333
	69 MW	ok	ok	ok	0.0190	31 792	253 333
	72 MW	ok	ok	ok	0.0207	34 636	253 333
	75 MW	ok	ok	ok	0.0224	37 481	253 333
Hankealue 3							
	27 MW	ok	ok	ok	0.0290	48 524	2 533 330
	30 MW	ok	ok	ok	0.0358	59 902	2 533 330
	33 MW	ok	ok	ok	0.0433	72 451	2 533 330
	36 MW	ok	ok	ok	0.0516	86 339	2 533 330
	39 MW	ok	ok	ok	0.0606	101 398	2 533 330
	42 MW	ok	ok	ok	0.0702	117 462	2 533 330

	45 MW	ok	ok	ok	0.0805	134 696	2 533 330
	48 MW	ok	ok	ok	0.0915	153 102	2 533 330
	51 MW	ok	ok	ok	0.1038	173 683	2 533 330
	54 MW	ok	ok	ok	0.1163	194 598	2 533 330
	57 MW	ok	ok	ok	0.1293	216 350	2 533 330
	60 MW	ok	ok	ok	0.1432	239 608	2 533 330
	63 MW	ok	ok	ok	0.1577	263 870	2 533 330
	66 MW	ok	ok	ok	0.1737	290 642	2 533 330
	69 MW	ok	ok	ok	0.1897	317 414	2 533 330
	72 MW	ok	ok	ok	0.2066	345 692	2 533 330
	75 MW	ok	ok	ok	0.2240	374 806	2 533 330
Liityntä vanhaan							
	Hankealue 1						
	33 MW	ok	ok	ok	0.2358	394 551	13 933 315
	42 MW	ok	ok	ok	0.3827	640 350	13 933 315
	51 MW	ok	ok	ok	0.5664	947 725	13 933 315
	60 MW	ok	ok	ok	0.7828	1 309 814	13 933 315
	69 MW	ok	ok	ok	1.0346	1 730 802	13 933 315
	78 MW	ok	ok	ok	1.3213	2 210 855	13 933 315
	87 MW	ok	ok	ok	1.6444	2 751 480	13 933 315
	96 MW	ok	ok	ok	2.0027	3 351 003	13 933 315
	105 MW	ok	ok	ok	2.3972	4 011 097	13 933 315
	114 MW	ok	ok	ok	2.8269	4 730 089	13 933 315
	123 MW	ok	ok	ok	3.2929	5 509 820	13 933 315
	132 MW	ok	ok	ok	3.7953	6 350 457	13 933 315
	141 MW	ok	ok	ok	4.3344	7 252 502	13 933 315
	150 MW	ok	ok	ok	4.9138	8 221 979	13 933 315
	159 MW	ok	ok	ok	5.5275	9 248 848	13 933 315
	168 MW	ok	ok	ok	6.1769	10 335 452	13 933 315
	177 MW	ok	ok	ok	6.8752	11 503 877	13 933 315
	186 MW	ok	ok	ok	7.6074	12 729 025	13 933 315
	195 MW	ok	ok	ok	8.3823	14 025 620	13 933 315
	204 MW	ok	ok	ok	9.1973	15 389 313	13 933 315
	213 MW	ok	ok	ok	10.0559	16 825 959	13 933 315
	225 MW	ok	ok	ok	11.2778	18 870 494	13 933 315
	Hankealue 2						
	27 MW	ok	ok	ok	0.0205	34 301	1 773 331
	30 MW	ok	ok	ok	0.0253	42 333	1 773 331
	33 MW	ok	ok	ok	0.0305	51 034	1 773 331
	36 MW	ok	ok	ok	0.0364	60 906	1 773 331
	39 MW	ok	ok	ok	0.0427	71 447	1 773 331
	42 MW	ok	ok	ok	0.0495	82 826	1 773 331
	45 MW	ok	ok	ok	0.0570	95 375	1 773 331
	48 MW	ok	ok	ok	0.0646	108 091	1 773 331
	51 MW	ok	ok	ok	0.0733	122 649	1 773 331
	54 MW	ok	ok	ok	0.0821	137 373	1 773 331
	57 MW	ok	ok	ok	0.0912	152 600	1 773 331
	60 MW	ok	ok	ok	0.1010	168 997	1 773 331
	63 MW	ok	ok	ok	0.1113	186 232	1 773 331
	66 MW	ok	ok	ok	0.1226	205 140	1 773 331
	69 MW	ok	ok	ok	0.1339	224 047	1 773 331
	72 MW	ok	ok	ok	0.1457	243 791	1 773 331
	75 MW	ok	ok	ok	0.1580	264 372	1 773 331

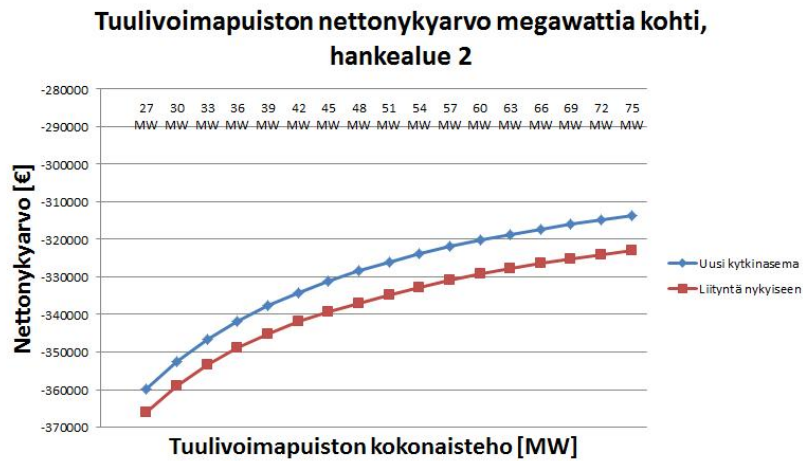
	Hankealue 3						
	27 MW	ok	ok	ok	0.0290	48 524	2 533 330
	30 MW	ok	ok	ok	0.0358	59 902	2 533 330
	33 MW	ok	ok	ok	0.0433	72 451	2 533 330
	36 MW	ok	ok	ok	0.0516	86 339	2 533 330
	39 MW	ok	ok	ok	0.0606	101 398	2 533 330
	42 MW	ok	ok	ok	0.0702	117 462	2 533 330
	45 MW	ok	ok	ok	0.0805	134 696	2 533 330
	48 MW	ok	ok	ok	0.0915	153 102	2 533 330
	51 MW	ok	ok	ok	0.1038	173 683	2 533 330
	54 MW	ok	ok	ok	0.1163	194 598	2 533 330
	57 MW	ok	ok	ok	0.1293	216 350	2 533 330
	60 MW	ok	ok	ok	0.1432	239 608	2 533 330
	63 MW	ok	ok	ok	0.1577	263 870	2 533 330
	66 MW	ok	ok	ok	0.1737	290 642	2 533 330
	69 MW	ok	ok	ok	0.1897	317 414	2 533 330
	72 MW	ok	ok	ok	0.2066	345 692	2 533 330
	75 MW	ok	ok	ok	0.2240	374 806	2 533 330

## LIITE 5

**Kuva 1.** Hankealueen 1 nettonykyarvo megawattia kohti.



**Kuva 2.** Hankealueen 2 nettonykyarvo megawattia kohti.



**Kuva 3.** Hankealueen 3 nettonykyarvo megawattia kohti.

